

1 บทนำ

บริษัท เซฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (หรือ บริษัท เซฟรอนฯ) ได้ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปลาทอง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A โดยขอขายของการพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปลาทองครอบคลุมถึงแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่ใกล้เคียง ได้แก่ แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยุงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ซึ่งมีการเชื่อมต่อระบบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลกับแหล่งปิโตรเลียมดังกล่าว เพื่อขนส่งปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

บริษัท เซฟรอนฯ ได้ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียมตามเงื่อนไขที่กำหนดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฯ) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจ และ/หรือ ผลิตปิโตรเลียม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) แล้ว ซึ่งขอขายของการพัฒนาปิโตรเลียมของศูนย์กลางการผลิตปลาทองครอบคลุมถึงรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม จำนวน 5 โครงการ ได้แก่

- 1) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ของบริษัท ยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียม บล็อก 10, 10A และ 11 บริเวณอ่าวไทย ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ วว 0804/9940 ลงวันที่ 5 กันยายน พ.ศ. 2544
- 2) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทองของบริษัท ยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) ในพื้นที่สัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A และ 11 ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส 1009/11435 ลงวันที่ 12 พฤศจิกายน พ.ศ. 2547
- 3) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด แหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในการประชุมครั้งที่ 19/2551 เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551 ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ท.ส. 1009.2/9862 ลงวันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2551

- 4) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตชบาและพื้นที่ผลิตจามจรีได้ แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในการประชุมครั้งที่ 3/2551 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2551 ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส. 1009.2/2769 ลงวันที่ 9 เมษายน พ.ศ. 2551 ในส่วนพื้นที่ผลิตจามจรีได้ ทางบริษัทเซฟรอน ได้คืนพื้นที่ผลิตดังกล่าวให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติตั้งแต่วันที่ 21 กันยายน พ.ศ. 2554 ตามหนังสือของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เลขที่ พน 0307/5333 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน พ.ศ. 2554
- 5) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท เซฟรอน บัตตานี จำกัด พื้นที่ผลิตยูงทอง แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข G4/48 บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในการประชุมครั้งที่ 16/2551 เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2551 ตามหนังสือเห็นชอบเลขที่ ทส. 1009.2/9724 ลงวันที่ 25 ธันวาคม พ.ศ. 2551

ทั้งนี้ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้กำหนดให้บริษัท เซฟรอนฯ ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียม โดยจะต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ดังแสดงใน **ภาคผนวก 1**) ที่ได้รับการพิจารณาเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด และจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าวเพื่อเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ทุกปี

บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2565 เพื่อเสนอต่อ สผ. และ ชธ.

ขอบข่ายของรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับปี พ.ศ. 2565 ฉบับนี้ ครอบคลุมถึงการดำเนินงานพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปลาทอง แหล่งชบา และแหล่งยูงทอง โดยแบ่งระยะเวลาในการดำเนินงานเป็น 2 ช่วง ดังนี้

- 1) ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565) ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมพื้นที่แปลงสำรวจปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A, 11, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32 และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)
- 2) ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (24 เมษายน – 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565) ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ทั้งนี้ หลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 บริษัท เซฟรอนฯ ได้ส่งมอบแปลงสำรวจดังกล่าวคืนให้แก่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรียบร้อยแล้ว โดยที่ในปัจจุบันแปลงสำรวจดังกล่าวได้เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท ปตท. สผ. เอ็นเนอร์ยี่ ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด (PTTEP ED)

1.1 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์หลักของการจัดทำรายงานฯ ได้แก่

- 1) เพื่อรายงานประสิทธิผลของการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งกำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และนำเสนอต่อ สผ.
- 2) เพื่อรายงานปัญหาและอุปสรรคต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น และเสนอแนวทางในการแก้ไขเพื่อให้โครงการฯ สามารถป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับแนวทางในการปฏิบัติของอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากที่สุด
- 3) เพื่อติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมบริเวณพื้นที่โครงการฯ

1.2 รายละเอียดโดยสังเขปของโครงการฯ

1.2.1 รายละเอียดทั่วไปและความเป็นมา

1.2.1.1 ชื่อโครงการฯ

- 1) โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ของบริษัท ยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียม บล็อก 10, 10A และ 11 บริเวณอ่าวไทย (โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1)
- 2) โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ของบริษัท ยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบันคือ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A และ 11 (โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2)
- 3) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ ของ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด แหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A และ 11A บริเวณอ่าวไทย (โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2)
- 4) โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด พื้นที่ผลิตขบหาและพื้นที่ผลิตจามจู้ได้ แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย (โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหา)
- 5) โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท เซฟรอนปัตตานี จำกัด พื้นที่ผลิตยูงทอง แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข G4/48 บริเวณอ่าวไทย (โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยูงทอง)

1.2.1.2 สถานที่ตั้งโครงการฯ

- 1) แหล่งปลาทอง ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A (เดิมเรียกว่าแปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A บริเวณอ่าวไทย โดยมีการเปลี่ยนแปลงการเรียกชื่อตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) ซึ่งอยู่ห่างจากจังหวัดสงขลาไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ 275 กิโลเมตร และห่างจากอำเภอสตูล หีบ จังหวัดชลบุรี ไปทางทิศใต้ 325 กิโลเมตร
- 2) แหล่งชบา ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B8/32 (เดิมเรียกว่าแปลงสัมปทานปิโตรเลียม หมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย) อยู่ห่างจากเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี ประมาณ 120 กิโลเมตร และ ห่างจากอำเภอคอนสาร จังหวัดสุราษฎร์ธานีประมาณ 140 กิโลเมตร
- 3) แหล่งยูงทอง ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G4/48 (เดิมเรียกว่าแปลงสัมปทานปิโตรเลียม หมายเลข G4/48 บริเวณอ่าวไทย) แปลงสำรวจดังกล่าวมีพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 504 ตารางกิโลเมตร ประกอบด้วย พื้นที่แปลงสำรวจย่อย 3 แปลง ได้แก่ แปลงสำรวจ G4/48AG4/48B และ G4/48C โดยแหล่งยูงทองตั้งอยู่ในแปลงสำรวจ G4/48C มีพื้นที่ประมาณ 71 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ห่างจากชายฝั่งอำเภอท่าชนะ จังหวัดสุราษฎร์ธานี ประมาณ 235 กิโลเมตร และห่างจากจังหวัดระยองประมาณ 325 กิโลเมตร

1.2.1.3 ชื่อเจ้าของโครงการฯ (ในปัจจุบัน)

- 1) แหล่งปลาทอง : บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด¹
- 2) แหล่งชบา : บริษัท เซฟรอน (ออฟชอร์) ประเทศไทย จำกัด
- 3) แหล่งยูงทอง : บริษัท เซฟรอนโปรดักส์ จำกัด

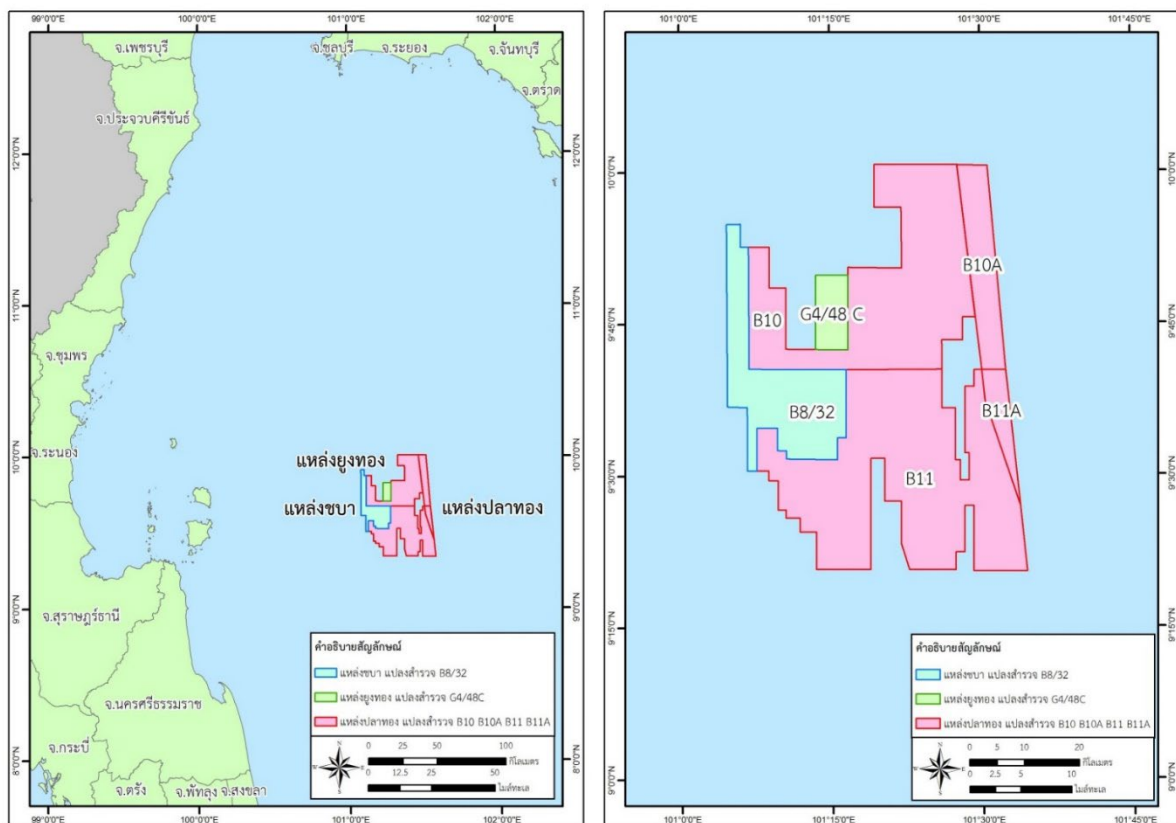
ที่อยู่: เลขที่ 19 อาคารไทยพาณิชย์ ปาร์ค พลาซ่า อีส์ท อาคาร 3 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10900 โทรศัพท์: 02-545-5555

¹ ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (24 เมษายน – 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565) ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4.48) ทั้งนี้ หลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 บริษัท เซฟรอนฯ ได้ส่งมอบแปลงสำรวจดังกล่าวคืนให้แก่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรียบร้อยแล้ว

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งชบา และโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย



ที่มา : บริษัท เชฟรอน (2565)

รูปที่ 1-1 ที่ตั้งโครงการฯ

1.2.1.4 วันที่รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ

- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 - การประชุมครั้งที่ 13/2544 เมื่อวันที่ 24 กรกฎาคม พ.ศ. 2544
- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 - การประชุมครั้งที่ 5/2547 เมื่อวันที่ 8 กันยายน พ.ศ. 2547
- โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 การประชุมครั้งที่ 19/2551 เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตชบาและพื้นที่ผลิตจามจุรีใต้ การประชุมครั้งที่ 3/2551 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2551
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยุงทอง การประชุมครั้งที่ 16/2551 เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2551

1.2.1.5 วันที่เริ่มกิจกรรมโครงการฯ

- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 และ ระยะที่ 2 พ.ศ. 2544 – ปัจจุบัน
- โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 พ.ศ. 2553 – ปัจจุบัน
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตชบาและพื้นที่ผลิตจามจุรีใต้ พ.ศ. 2552 – ปัจจุบัน
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยุงทอง พ.ศ. 2552 – ปัจจุบัน

1.2.1.6 การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการฯ

การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่	เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ
แหล่งปลาทอง	
โครงการพัฒนาน้ำมันดิบ แหล่งปลาทองระยะที่ 1 และระยะที่ 2	
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2553	ธันวาคม พ.ศ. 2554
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2554	มีนาคม พ.ศ. 2556
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2555	พฤศจิกายน พ.ศ. 2557
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2556	พฤษภาคม พ.ศ. 2558
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2557	พฤศจิกายน พ.ศ. 2558
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2558	ตุลาคม พ.ศ. 2559
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2561
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	มกราคม พ.ศ. 2562
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2562	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2563
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2563	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2564	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2565
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2565 (รายงานฉบับนี้)	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566
โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ แหล่งปลาทอง ระยะที่ 2	
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 1 ปี พ.ศ. 2554	เมษายน พ.ศ. 2556
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 2 ปี พ.ศ. 2555	พฤศจิกายน พ.ศ. 2557
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 3 ปี พ.ศ. 2556	เมษายน พ.ศ. 2558
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 4 ปี พ.ศ. 2557	พฤศจิกายน พ.ศ. 2558
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2558	ตุลาคม พ.ศ. 2559
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2561
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	มกราคม พ.ศ. 2562
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2562	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2563
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2563	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยุงทอง บริเวณอ่าวไทย

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยุงทอง บริเวณอ่าวไทย

1.2.2 องค์ประกอบของโครงการฯ

ในช่วงก่อนการเสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม บริษัท เชฟรอนฯ ได้ดำเนินการผลิตก๊าซจากแหล่งต่างๆ ในแปลงสำรวจ 10, 10A และ 11 โดยมีโครงสร้างที่เป็นส่วนประกอบหลัก ดังนี้

- แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง (Platong Gas Central Processing Platform, PLCPP) ซึ่งทำการติดตั้ง และเริ่มกระบวนการผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2528
- แท่นเผาก๊าซ (Platong Flare Tripod, PLFT) รวมถึงสะพานต่อจากแท่น PLCPP สำหรับใช้ในการเผาก๊าซส่วนเกินซึ่งระบายออกจากระบบการผลิตเพื่อความปลอดภัย
- แท่นที่พักอาศัยปลาทอง (Platong Living Quarter, PLLQ) ซึ่งสามารถรองรับพนักงานได้สูงสุดจำนวน 130 คน
- แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform, WHPs) ซึ่งตั้งอยู่ในแหล่งต่างๆ ภายในแปลงสำรวจ 10, 10A และ 11 รวม 13 แท่น ดังนี้
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งปลาทองจำนวน 8 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต PLWA, PLWB, PLWC, PLWD, PLWE, PLWF, PLWG และ PLWH
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งกะพงจำนวน 2 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต KPWA และ KPWB
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งปลาหมึก จำนวน 1 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต PMWA
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งสุราษฎร์ จำนวน 1 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต SUWA
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งยะลา จำนวน 1 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต YAWA
- ระบบท่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตข้างต้นเพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิต ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลาง PLCPP
- ท่อส่งออก (Export Pipeline) สำหรับส่งก๊าซธรรมชาติจากกระบวนการผลิตสู่ท่อประธานของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

หลังจากนั้น บริษัท เชฟรอนฯ ได้ดำเนินการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมตามที่เสนอในรายงานฯ ซึ่งได้รับการพิจารณาเห็นชอบ 5 ฉบับ โดย 3 ฉบับแรก มีการพัฒนาส่วนต่อขยายของศูนย์กลางการผลิตปลาทองที่มีอยู่เดิม ซึ่งตั้งอยู่ในแปลงสำรวจหมายเลข 10 รวมทั้งการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในแปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A โดยมีองค์ประกอบของโครงการตามที่ได้ได้รับความเห็นชอบแสดงในหัวข้อ 1.2.2.1 สำหรับรายงานฯ ฉบับที่ 4 และ 5 เป็นการพัฒนาศูนย์ผลิตปิโตรเลียมแหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) เพื่อรักษาปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ส่งเข้าสู่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง โดยมีองค์ประกอบของโครงการตามที่ได้ได้รับความเห็นชอบแสดงในหัวข้อ 1.2.2.2 และ 1.2.2.3 ตามลำดับ

1.2.2.1 แหล่งปลาทอง

1.2.2.1(1) โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 และโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2:

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1

กิจกรรมการพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบที่เสนอไว้ในรายงานฯ ของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 ประกอบด้วยกิจกรรมการพัฒนาโครงสร้างที่เป็นส่วนประกอบหลักที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง (Platong Complex) เพิ่มเติม ดังนี้

- แท่นผลิตน้ำมันดิบกลางปลาทอง (Platong Oil Central Processing Platform, PLOCPP) พร้อมสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางแหล่งปลาทอง (PLCPP) โดยทำการติดตั้งและเริ่มกระบวนการผลิตเมื่อปี พ.ศ. 2544
- แท่นหลุมผลิตซึ่งตั้งอยู่ในแหล่งต่างๆ ภายในแปลงสำรวจ 10, 10A และ 11 รวม 12 แท่น
- ระบบท่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ไปเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งที่มีอยู่เดิมเพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางใน ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง
- การติดตั้งหรือทอดสมอของเรือขนส่งและกักเก็บน้ำมันดิบปลาทอง (Platong Floating Storage and Offloading Vessel, PLFSO) เพื่อใช้ในการกักเก็บน้ำมันดิบที่ผลิตได้จาก ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง
- ระบบท่อส่งน้ำมันดิบที่ได้จากกระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทองไปยังเรือ PLFSO

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2

กิจกรรมการพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบที่เสนอไว้ในรายงานฯ ของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 ประกอบด้วย กิจกรรมการพัฒนาโครงสร้างที่เป็นส่วนประกอบหลักที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทองเพิ่มเติม ดังนี้

- แท่นผลิตน้ำมันดิบกลางปลาทองแห่งที่ 2 (Platong Oil Central Processing Platform, PLOCPP2) พร้อมสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางแหล่งปลาทอง (PLCPP) โดยทำการติดตั้งและเริ่มกระบวนการผลิต เมื่อปี พ.ศ. 2548
- แท่นหลุมผลิตซึ่งตั้งอยู่ในแหล่งต่างๆ ภายในแปลงสำรวจ 10, 10A และ 11 รวม 31 แท่น
- ระบบท่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ไปเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งที่มีอยู่เดิมเพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางในศูนย์กลางการผลิตปลาทอง
- ท่อส่งออกสำหรับส่งก๊าซธรรมชาติจากกระบวนการผลิตไปยังแท่นผลิตกลางสตูล

1.2.2.1(2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 :

โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 เป็นการเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในแหล่งปลาทองเดิม โดยมีการพัฒนาโครงสร้างที่เป็นองค์ประกอบหลักของศูนย์กลางการผลิตปลาทองเพิ่มเติม ดังนี้

- แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทองแห่งที่ 2 (Platong Central Processing Platform 2, PLCPP2)
- แท่นที่พักอาศัยแห่งที่ 2 (Platong Living Quarter 2, PLLQ2)
- แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platforms, WHPs) จำนวน 39 แท่น
- ระบบท่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ไปเชื่อมต่อกับระบบท่อส่งที่มีอยู่เดิมเพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทองแห่งที่ 2 (PLCPP2)
- ท่อส่งออกสำหรับส่งก๊าซธรรมชาติจากกระบวนการผลิตไปยังท่อส่งก๊าซธรรมชาติใต้ทะเลของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งจะส่งก๊าซธรรมชาติเข้าสู่โรงแยกก๊าซธรรมชาติที่จังหวัดระยอง

1.2.2.2 แหล่งขบา

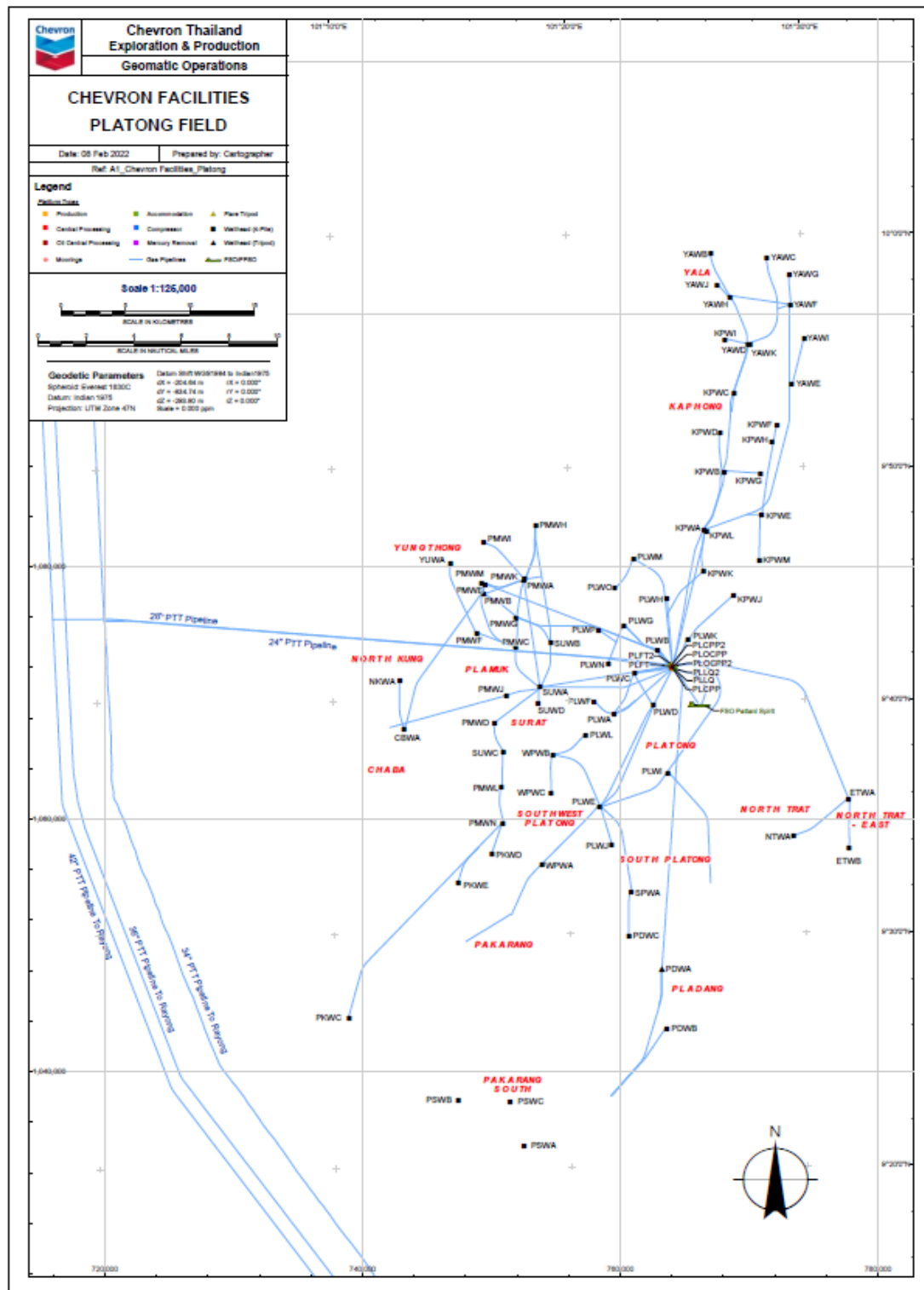
การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งขบา ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย การติดตั้งแท่นหลุมผลิตจำนวนรวมทั้งสิ้น 6 แท่น และระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่มีอยู่ในปัจจุบันของศูนย์กลางการผลิตปลาทองเพื่อนำปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งขบาไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

1.2.2.3 แหล่งยุงทอง

การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งยุงทอง ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย การติดตั้งแท่นหลุมผลิตจำนวนรวมทั้งสิ้น 3 แท่น และระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่มีอยู่ในปัจจุบันของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง เพื่อนำปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งยุงทองไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

ภาพรวมองค์ประกอบของโครงการ และการเชื่อมโยงการขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งปลาทอง แหล่งชบา และแหล่งยูงทอง ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ตามที่อธิบายในหัวข้อ 1.2.2.1 ถึง 1.2.2.3 ซึ่งเป็นการดำเนินงานในช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 แสดงในรูปที่ 1-2

อย่างไรก็ตาม ระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 ได้สิ้นสุดลงในวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2565 โดยพื้นที่แปลงสำรวจดังกล่าวได้เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท ปตท. สผ. เอ็นเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (PTTEP ED) ดังนั้น ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2565 ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ที่เหลืออยู่จึงครอบคลุมเพียงแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) โดยปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในพื้นที่เหล่านี้ยังคงถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งเป็นไปตาม Joint Utilization Facility Agreement (JUFA) และ Operation and Maintenance Support Agreement (O&M Support Agreement) ระหว่างบริษัท เซฟรอนฯ กับ PTTEP ED โดยมีภาพรวมองค์ประกอบของโครงการ และการเชื่อมโยงการขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา และพื้นที่ผลิตยูงทอง ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 แสดงในรูปที่ 1-3



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

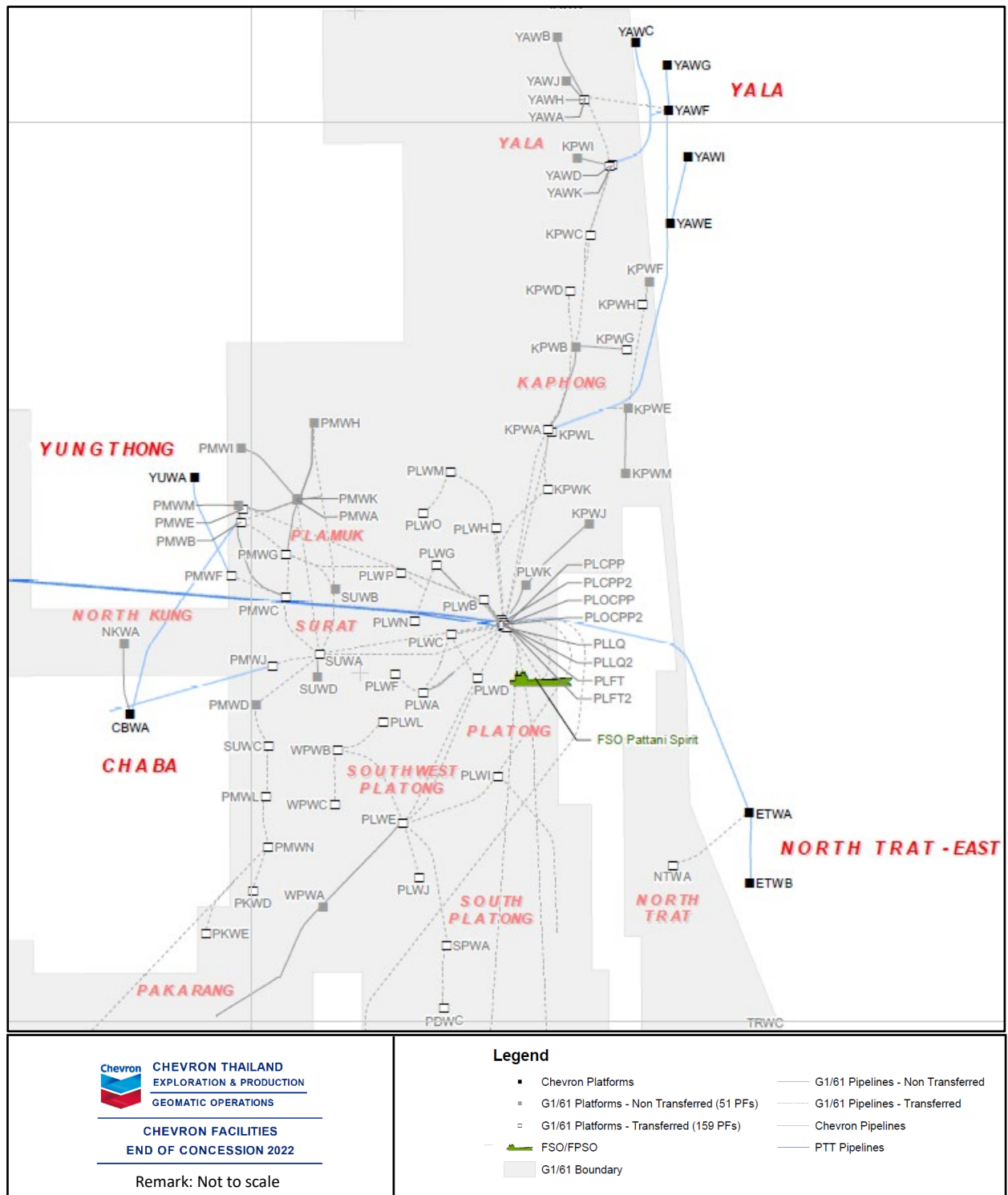
หมายเหตุ: CTEP Facilities Schematic Diagram as of 23 April 2022

รูปที่ 1-2 ตำแหน่งที่ตั้งภาพรวมขององค์ประกอบต่างๆ ในแปลงสำรวจ 10, 10A, 11, 11A, พื้นที่ผลิตขา (แปลงสำรวจ B8/32) และพื้นที่ผลิตยุงทอง (แปลงสำรวจ G4/48) (การดำเนินงานช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิต ตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11)

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยุงทอง บริเวณอ่าวไทย



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2566)

หมายเหตุ: CTEP Facilities Schematic Diagram as of 2 February 2023

รูปที่ 1-3 ตำแหน่งที่ตั้งภาพรวมขององค์ประกอบต่างๆ ในแปลงสำรวจ 10A, 11A, พื้นที่ผลิตขบ (แปลงสำรวจ B8/32) และพื้นที่ผลิตยางทอง (แปลงสำรวจ G4/48) และการเชื่อมต่อกับศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 (การดำเนินงานช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11)

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำบาดาลแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยงทอง บริเวณอ่าวไทย

1.2.3 กิจกรรมของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอรายละเอียดกิจกรรมที่ผ่านมาของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงานของโครงการฯ ภายในปี พ.ศ. 2565 กิจกรรมของโครงการฯ แบ่งเป็น 3 กิจกรรมหลัก ดังนี้

- การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และระบบท่อส่งใต้ทะเล (หัวข้อ 1.2.3.1)
- การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต (หัวข้อ 1.2.3.2)
- การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง (หัวข้อ 1.2.3.3)

ทั้งนี้ ในแต่ละกิจกรรมหลักข้างต้น จะนำเสนอข้อมูลเป็น 2 ช่วง ดังนี้

- 1) ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565) ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A, 11, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32 และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)
- 2) ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (24 เมษายน – 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565) ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.2.3.1 การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และระบบท่อส่งใต้ทะเล

ในปี พ.ศ. 2565 ทั้งในช่วงก่อนและหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 ไม่มีการดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตหรือท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติมในแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.2.3.2 การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต

ในปี พ.ศ. 2565 ทั้งในช่วงก่อนและหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 ไม่มีการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมในแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.2.3.3 การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง

1.2.3.3(1) ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565)

ปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งปลาทอง แหล่งชบา และแหล่งยูงทอง จะถูกส่งผ่านท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางศูนย์กลางการผลิตปลาทอง โดยมีรายละเอียดของกระบวนการผลิตปิโตรเลียมดังนี้

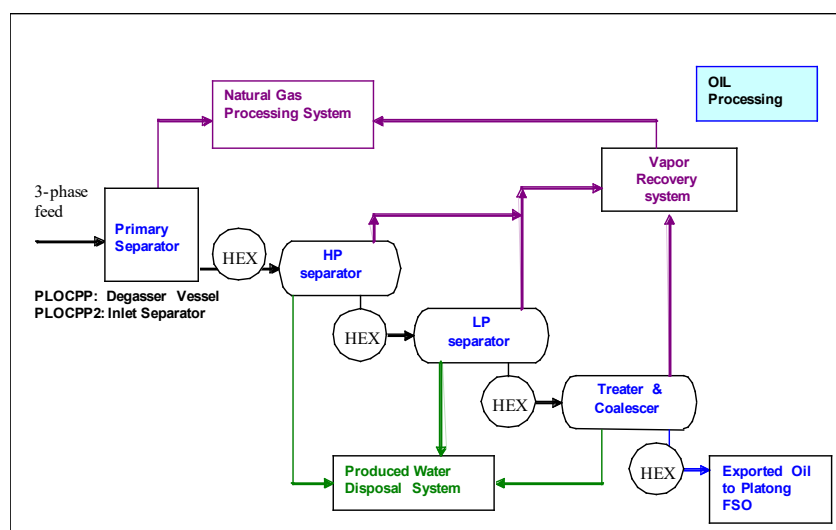
(1) การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง PLCPP, PLOCPP และ PLOCPP2

ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิตต่างๆ จะถูกส่งผ่านมาทางระบบท่อใต้ทะเลมายังแท่นผลิตน้ำมันดิบกลางปลาทองระยะที่ 2 (PLOCPP2) และแท่นผลิตน้ำมันดิบกลางปลาทอง (PLOCPP) โดยปิโตรเลียมนี้ประกอบด้วย น้ำ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จะถูกส่งเข้าเครื่องแยกขั้นแรก (Primary Separator) เพื่อแยกของเหลวนี้ออกเป็น 2 ส่วน คือ

- น้ำมันดิบที่มีน้ำผสมอยู่ (Liquid Phase) จะถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตน้ำมันดิบ (Oil Processing) ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2
- ก๊าซ (Gas Phase) จะถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ (Gas Processing) ที่แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง (PLCPP) โดยจะมีก๊าซบางส่วนจากแท่นผลิตกลาง PLOCPP2 ซึ่งเป็นก๊าซเปียก (Wet Gas) จะถูกส่งไปยังแท่นผลิตกลางสตูล (SCPP) ด้วยระบบเพิ่มแรงดันก๊าซระบบเปียก (Wet Gas Compressor)

(1.1) กระบวนการผลิตน้ำมันดิบ (Oil Processing) ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2

กระบวนการผลิตน้ำมันดิบที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2 แสดงรูปที่ 1-4 และสรุปได้ดังนี้



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-4 แผนภาพแสดงกระบวนการผลิตน้ำมันดิบที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2

น้ำมันดิบที่มีน้ำผสมอยู่ (Liquid Phase) ที่แยกได้จากเครื่องแยกขั้นแรก (Primary Separator) จะถูกส่งมายังเครื่องแยกแรงดันสูง (High Pressure Separator หรือ HP Separator) ซึ่งในขั้นตอนนี้น้ำจากกระบวนการผลิตส่วนใหญ่จะถูกแยกออกจากน้ำมันดิบ จากนั้นน้ำมันดิบจะถูกส่งต่อไปยังเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนของน้ำมัน (Oil Export Cross Exchanger) เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้สูงขึ้น และถูกส่งไปยังเครื่องแยกแรงดันต่ำ (Low Pressure Separator หรือ LP Separator) เพื่อแยกน้ำกับน้ำมันดิบอีกครั้ง

ส่วนผสมของน้ำมันดิบ/น้ำที่ได้จากเครื่องแยกแรงดันต่ำ (LP Separator) จะถูกส่งไปยังเครื่องให้ความร้อน (Emulsion Interstage Heater) เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้สูงขึ้น ก่อนส่งไปยัง Treater เพื่อแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบเพิ่มเติมภายใน Treater ส่วนผสมของน้ำมันดิบ/จะถูกส่งผ่านตะแกรงไฟฟ้าสถิตที่ติดตั้งไว้ภายใน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการแยกน้ำและน้ำมันดิบออกจากกัน จากนั้นน้ำมันดิบที่แยกได้จะถูกส่งกลับไปเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (Oil Export Cross Exchanger) และถูกทำให้เย็นลงโดยการแลกเปลี่ยนความร้อนกับส่วนผสมที่อยู่ภายในเครื่องแยกขั้นแรก (Inlet Separator) ซึ่งมีอุณหภูมิต่ำ ภายหลังการแลกเปลี่ยนความร้อน น้ำมันดิบจะมีอุณหภูมิลดลงจนเหมาะสมกับการทำงานของระบบท่อส่งน้ำมันดิบไปยังเรือขนส่งและกักเก็บน้ำมันดิบปลายทาง (เรือ PLFSO) โดยจะใช้เครื่องสูบน้ำมันดิบเพิ่มแรงดันให้เท่ากับแรงดันในท่อส่งน้ำมันดิบต่อไป

สำหรับก๊าซ (Associated Gas) ที่ได้จากทั้งเครื่องแยกแรงดันสูง เครื่องแยกแรงดันต่ำ และ treater จะถูกรวบรวมไปยังระบบการนำไอระเหยกลับมาใช้ใหม่ (Vapour Recovery Unit) ส่วนน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water) ที่แยกได้จากทั้งเครื่องแยกแรงดันสูง เครื่องแยกแรงดันต่ำ และ Treater จะถูกส่งไปยังระบบจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ดังจะแสดงรายละเอียดใน หัวข้อ 1.3.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

(1.2) กระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing) ที่แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง (PLCPP)

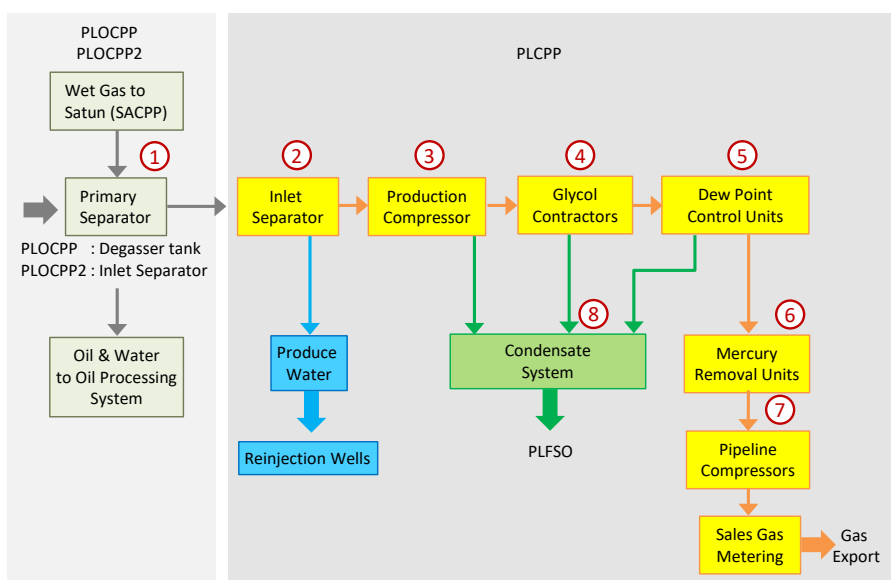
กระบวนการผลิตก๊าซที่แท่นผลิตกลาง PLCPP แสดงใน รูปที่ 1-5 และสรุปได้ดังนี้

ก๊าซที่ได้จากเครื่องแยกขั้นแรก (Primary Separator) ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2 จะถูกส่งไปยังแท่นผลิตกลาง PLCPP เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งประกอบด้วยระบบต่างๆ ดังนี้

- **ระบบแยกปิโตรเลียมนำเข้า (Inlet Separator) ②** ประกอบด้วย อุปกรณ์แยก 3 สถานะ (3 Phases Separator) ซึ่งมีหน้าที่หลักในการแยกก๊าซและของเหลว (ประกอบด้วยคอนเดนเสทและน้ำ) ก๊าซที่แยกออกมาจะถูกส่งเข้าระบบเพิ่มแรงดันก่อนเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซต่อไป ส่วนของเหลวที่แยกได้จะถูกส่งไปยังระบบให้ความร้อนของกระบวนการผลิตคอนเดนเสทต่อไป
- **ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติ (Gas compression system)** มีส่วนประกอบหลัก 3 ส่วน ได้แก่ 1) ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิต (Production Compressor) ③ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่มีความชื้นสูง (Wet Gas) ที่ได้จากระบบแยกปิโตรเลียม ให้มีแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่กระบวนการผลิต และ 2) ระบบเพิ่มแรงดันระหว่างกระบวนการผลิต (Booster Compressor) ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันก๊าซก่อนผ่านเข้าสู่ระบบกักจัดปรอท และ 3) ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อส่งเข้าเส้นท่อ (Pipeline Compressor) ⑦ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่ผ่าน

กระบวนการลดความชื้น ลดจุดควบแน่น และกำจัดปรอทแล้ว ให้มีแรงดันเพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ

- **ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (Gas Treatment Unit)** ประกอบด้วย 1) ระบบลดความชื้นในก๊าซโดยการไหลผ่านสารไตรเอทิลีนไกลคอล (4) ซึ่งเป็นสารเคมีซึ่งมีคุณสมบัติในการลดความชื้น 2) ระบบลดอุณหภูมิก๊าซ (5) จึงทำให้ก๊าซมีอุณหภูมิและแรงดันลดต่ำลงอย่างรวดเร็ว ส่งผลให้ไฮโดรคาร์บอนหนักควบแน่นเป็นของเหลวแยกออกมาจากก๊าซ 3) ระบบกำจัดปรอท (Mercury Removal System) (6) ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วจะถูกส่งไปเพิ่มแรงดันที่ระบบเพิ่มความดันเพื่อส่งเข้าเส้นท่อ (Pipeline Compressor) (7) ก่อนส่งก๊าซที่ได้ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) นอกจากนี้ จะมีการนำก๊าซบางส่วนที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วไปใช้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) สำหรับการใช้งานในการให้ความร้อนและการผลิตกระแสไฟฟ้าที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตกลาง



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-5 แผนภาพแสดงกระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing) ที่แท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง (PLCPP)

สำหรับคอนเดนเสทที่แยกได้จะถูกส่งไปยังเรือ PLFSO ส่วนน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นที่แท่นผลิตกลาง PLCPP จะถูกส่งไปกำจัดด้วยระบบอัดกลับน้ำลงหลุม (Water Injection) ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP2 ดังแสดงรายละเอียดใน หัวข้อ 1.3.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

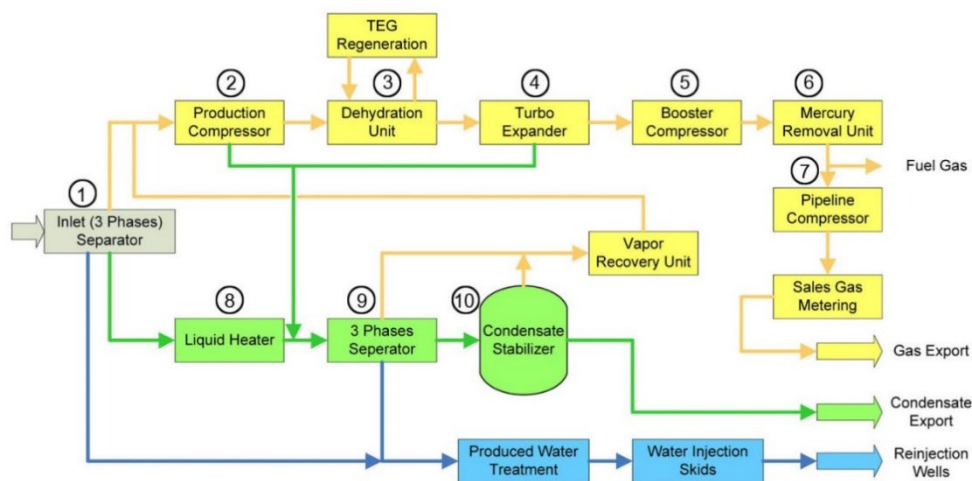
(2) การผลิตปิโตรเลียมที่แทนผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทองแห่งที่ 2 (PLCPP2)

ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิตต่างๆ จะถูกส่งผ่านมาทางระบบท่อใต้ทะเลมายังแท่นผลิตกลาง PLOCPP2 เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิต โดยมีขั้นตอนและองค์ประกอบของกระบวนการผลิตเช่นเดียวกับแท่นผลิตกลาง PLCPP ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตจะผ่านเข้าสู่ระบบแยกปิโตรเลียมนำเข้า (Inlet Separator) ① เพื่อแยกก๊าซและของเหลวออกจากกัน ก๊าซที่แยกออกมาจะถูกส่งเข้าระบบเพิ่มแรงดันเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิต (Production Compressor) ② ซึ่งประกอบด้วย ระบบลดความชื้นในก๊าซ (Dehydration Unit) ③ และระบบลดอุณหภูมิก๊าซด้วยการทำให้ขยายตัวอย่างรวดเร็ว (Turbo Expansion) ④ และระบบกำจัดปรอท (Mercury Removal System) ⑥ ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วจะถูกส่งไปเพิ่มแรงดันที่ระบบเพิ่มความดันเพื่อส่งเข้าเส้นท่อ (Pipeline Compressor) ก่อนส่งก๊าซ ที่ได้ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

สำหรับของเหลวที่แยกได้จากระบบแยกปิโตรเลียมนำเข้า จะถูกส่งไปผ่านเครื่องให้ความร้อน (Liquid Heater) ⑧ ซึ่งจะช่วยลดความหนืดของของเหลว ก่อนผ่านเข้าสู่ระบบแยก 3 เฟส (3 Phases Separator) ซึ่งจะทำให้การแยกปิโตรเลียมออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ก๊าซ คอนเดนเสท และน้ำ โดยส่วนที่เป็นก๊าซจะถูกส่งกลับไปยังระบบผลิตก๊าซธรรมชาติโดยผ่านระบบนำกลับของไอก๊าซ (Vapor Recovery Unit) ส่วนที่เป็นคอนเดนเสทจะได้รับการปรับเสถียรภาพ (Condensate Stabilization) ⑩ และส่งไปกักเก็บที่เรือขนส่งและกักเก็บน้ำมันดิบเอราวัณ ส่วนที่เป็นน้ำจากกระบวนการผลิตที่แยกได้จากระบบแยก 3 เฟส จะถูกส่งไปยังกำจัดด้วยระบบอัดกลับน้ำลงหลุม ดังแสดงรายละเอียดใน หัวข้อ 1.3.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติที่แทนผลิตกลาง PLCPP2 แสดงใน รูปที่ 1-6



หมายเหตุ: เส้นสีเหลือง แสดงระบบผลิตก๊าซธรรมชาติ

เส้นสีเขียว แสดงระบบผลิตคอนเดนเสท

เส้นสีน้ำเงิน แสดงระบบจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-6 แผนภาพแสดงกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง แห่งที่ 2 (PLCPP2)

1.2.3.3(2) ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

(24 เมษายน – 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565)

แท่นผลิตกลางของศูนย์ปลาทองตั้งอยู่ในแปลงสำรวจหมายเลข 10 ดังนั้นหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ จึงไม่ครอบคลุมถึงการผลิตปิโตรเลียมที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง โดยแปลงสำรวจทั้ง 2 แปลง เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดย PTTEP ED ทั้งนี้ ปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A พื้นที่ผลิตขบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และพื้นที่ผลิตยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ยังคงถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่ง เป็นไปตามข้อตกลง Joint Utilization Facility Agreement (JUFA) ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED

1.2.3.4 การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต

ทั้งในช่วงก่อนและหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 (ก่อนและหลังวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2565) การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิตแต่ละแท่นของโครงการฯ มีลักษณะเช่นเดียวกัน โดยสรุปได้ดังนี้

ปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจะถูกส่งขึ้นมาตามท่อขึ้นเข้าสู่ระบบทดสอบและเพิ่มแรงดันเพื่อส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นผลิตกลางต่อไป แท่นหลุมผลิตจะทำงานโดยใช้ระบบการควบคุมระยะไกลโดยไม่ต้องใช้พนักงานประจำบนแท่น (ยกเว้นในกรณีการซ่อมบำรุงตามแผนงานที่กำหนดไว้) และไม่มีกระบวนการผลิตบนแท่นดังกล่าว จึงมีเพียงอุปกรณ์ที่จำเป็นซึ่งมีหน้าที่ดังต่อไปนี้

- ระบบท่อสำหรับการผลิต ทดสอบ และเพิ่มแรงดัน (Production, Test, and Compression Manifolds) เป็นระบบท่อซึ่งแบ่งการไหลของปิโตรเลียมไปตามระบบที่เกี่ยวข้อง โดยระบบท่อสำหรับการผลิตจะรวบรวมปิโตรเลียมจากท่อขึ้นเพื่อส่งต่อไปยังท่อใต้ทะเลหรืออุปกรณ์เพิ่มแรงดันถ้าจำเป็น (หรือระบบการผลิตเบื้องต้นหากมีการติดตั้งบนแท่นหลุมผลิต) ระบบท่อทดสอบใช้เป็นจุดเก็บตัวอย่างและในการทดสอบแรงดันภายในเส้นท่อ ระบบท่อเพิ่มแรงดันจะเชื่อมต่อกับระบบเพิ่มแรงดันซึ่งทำหน้าที่รักษาระดับแรงดันของปิโตรเลียมให้เหมาะสมกับการขนส่งไปยังแท่นผลิตกลาง
- อุปกรณ์มาตรวัดต่างเฟส (Multiphase Test Metering) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบลักษณะทางกายภาพ ทางเคมี และสัดส่วนของน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และน้ำ ของปิโตรเลียมที่ได้จากหลุมผลิต
- อุปกรณ์เพิ่มแรงดัน (Booster/Gas Lift Compression Units) เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการเพิ่มแรงดันของหลุมผลิตด้วยการอัดก๊าซกลับลงหลุมเพื่อช่วยในการยกน้ำมันและน้ำจากหลุมผลิตขึ้นสู่แท่น
- อุปกรณ์เติมสารเคมี (Chemical Injection Facilities) ใช้ในการเติมสารเคมีซึ่งช่วยปรับสภาพของปิโตรเลียมให้มีความเหมาะสมกับการขนส่งหรือเพิ่มแรงดัน เพื่อส่งไปสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลาง

- อุปกรณ์ทำความสะอาดภายในท่อ (Pigging Facilities) ประกอบด้วยส่วนรับและส่วนส่งกระสวย (อุปกรณ์ที่ใช้ในการทำความสะอาดภายในท่อ) เข้าและออกจากท่อได้ทะเลและเนื่องจากกระสวยสามารถใช้ได้ในทั้งสองทิศทาง จึงจำเป็นต้องมีทั้งส่วนรับและส่วนส่งกระสวยอยู่บนแท่นหลุมผลิตเดียวกัน
- ระบบสาธารณูปโภคและสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ (Stand-alone Utilities) ประกอบด้วย ระบบกำเนิดไฟฟ้า ไฟแสงสว่าง เครื่องสูบน้ำ และเครื่องเพิ่มแรงดันลม

1.2.3.4(1) ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

แท่นหลุมผลิตในขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ระหว่างวันที่ 1 มกราคม -23 เมษายน พ.ศ. 2565 ซึ่งเป็นช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 สรุปตามรายงานฯ แต่ละฉบับดังนี้

- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทองระยะที่ 1 มีจำนวน 12 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A และ 11)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทองระยะที่ 2 มีจำนวน 29 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A และ 11)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทองระยะที่ 2 มีจำนวน 22 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา มีจำนวน 1 แท่น (อยู่ในพื้นที่ผลิตชบา แปลงสำรวจหมายเลข B8/32)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูทอง มีจำนวน 1 แท่น (อยู่ในพื้นที่ผลิตยูทอง แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.2.3.4(2) ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

แท่นหลุมผลิตในขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ระหว่างวันที่ 24 เมษายน – 31 ธันวาคม 2565 ซึ่งเป็นช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 สรุปตามรายงานฯ แต่ละฉบับดังนี้

- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทองระยะที่ 1 มีจำนวน 2 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทองระยะที่ 2 มีจำนวน 3 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A)

- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทองระยะที่ 2 มีจำนวน 2 แท่น (อยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 11A)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา มีจำนวน 1 แท่น (อยู่ในพื้นที่ผลิตชบา แปลงสำรวจหมายเลข B8/32)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามรายงานฯ โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยุงทอง มีจำนวน 1 แท่น (อยู่ในพื้นที่ผลิตยุงทอง แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ

โครงการฯ ได้กำหนดให้มีแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม และแผนการดำเนินงาน เพื่อให้สามารถดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้อย่างสอดคล้องกับมาตรการของโครงการฯ โดยมีระยะในการดำเนินงาน และหน่วยงานผู้รับผิดชอบ ดังแสดงใน ตารางที่ 1-1

ตารางที่ 1-1 แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและแผนการดำเนินงาน

แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ	หน่วยงานผู้รับผิดชอบ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ		
		การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อส่งใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียม
แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม				
แผนการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ	ฝ่ายควบคุมการเจาะ		✓	
แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต	วิศวกรปิโตรเลียมของโครงการฯ ^{1/}			✓
แผนการจัดการระบบระบายน้ำ	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{1/}	✓	✓	✓
แผนการจัดการของเสีย	ฝ่ายความปลอดภัย สุขภาพ และสิ่งแวดล้อม	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/}	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การพลุ่ง	ฝ่ายควบคุมการเจาะ ^{2/}		✓	
แผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินทางด้านการแพทย์	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/}	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การรั่วไหลของน้ำมันดิบ	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/}	✓	✓	✓

ตารางที่ 1-1 แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและแผนการดำเนินงาน

แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ	หน่วยงานผู้รับผิดชอบ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ		
		การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อส่งใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียม
แผนการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม				
การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำจากกระบวนการผลิต	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{1/}			✓
การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเล คุณภาพตะกอนพื้นทะเล แพลงก์ตอน สัตว์หน้าดิน และปริมาณโลหะที่สะสมในเนื้อเยื่อปลา	ฝ่ายความปลอดภัย สุขภาพ และสิ่งแวดล้อม			✓

หมายเหตุ: ^{1/} ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 หน่วยงานผู้รับผิดชอบเป็นไปตาม Operation and Maintenance Support Agreement for Block 10A and 11A, B8/32 Non Tantawan Area and Block G4/48 ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED

^{2/} ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 หน่วยงานผู้รับผิดชอบเป็นไปตาม Collaborative Emergency Response Plan for PFSO, Non-G1 Platforms and Platong Area ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED

รายละเอียดของแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม สรุปได้ดังหัวข้อต่อไปนี้

- การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ (หัวข้อ 1.3.1)
- การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (หัวข้อ 1.3.2)
- การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ (หัวข้อ 1.3.3)
- การจัดการมลสารทางอากาศ (หัวข้อ 1.3.4)
- การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ (หัวข้อ 1.3.5)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.6)

1.3.1 การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ

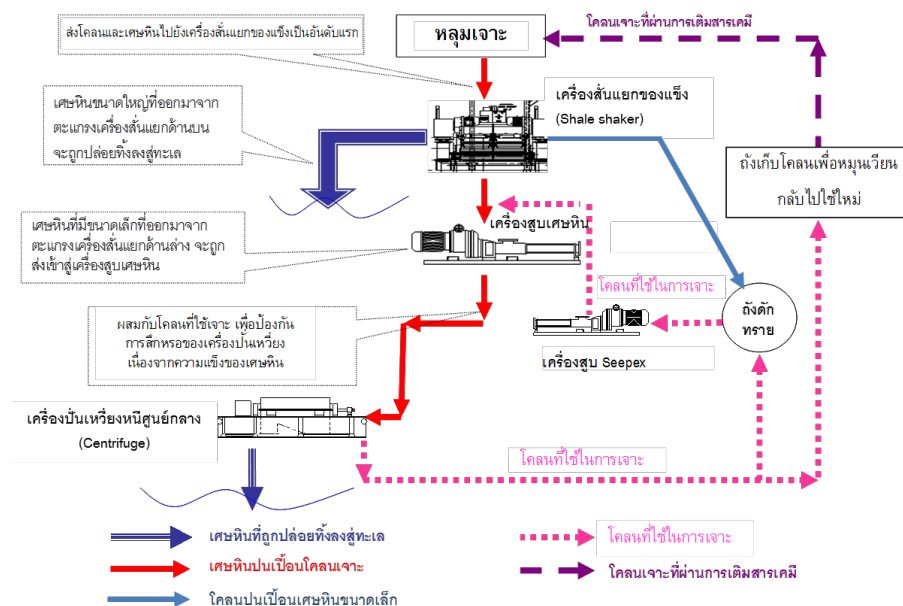
การจัดการโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะด้วยระบบควบคุมของแท่นบนแท่นเจาะ มีวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินเพื่อหมุนเวียนโคลนเจาะกลับมาใช้ใหม่ให้ได้มากที่สุด และเพื่อลดปริมาณโคลนที่จะติดไปกับเศษหินที่จะปล่อยลงสู่ทะเล โดยมีขั้นตอนดังแสดงใน รูปที่ 1-7 และสรุปได้ดังนี้

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย

- โคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ถูกหมุนเวียนขึ้นมาจากหลุมเจาะ จะถูกส่งผ่านไปยังเครื่องสั่นแยกของแข็ง (Shale Shaker) บนแท่นเจาะ ซึ่งประกอบด้วยชุดตะแกรงหลายขนาด เริ่มจากตะแกรงหยาบเพื่อแยกอนุภาคขนาดใหญ่ออกก่อน แล้วจึงส่งไปที่ตะแกรงละเอียดเพื่อแยกอนุภาคขนาดเล็กออก โดยเศษหินขนาดใหญ่จากการเจาะซึ่งติดอยู่บนตะแกรงของเครื่องสั่นแยกของแข็งจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล
- ภายหลังจากที่โคลนที่ใช้ในการเจาะผ่านเครื่องสั่นแยกของแข็งแล้ว จะยังคงมีเศษหินจากการเจาะขนาดเล็กรวมอยู่ด้วย ซึ่งโคลนและเศษหินที่ผ่านออกมาจากเครื่องสั่นแยกจะถูกลำเลียงไปจัดการในขั้นตอนต่อไป ดังนี้
 - ส่วนที่เป็นเศษหินขนาดเล็กที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งเข้าเครื่องสูบเศษหินและส่งไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) เพื่อปั่นแยกส่วนที่เป็นของแข็งที่มีน้ำหนักมากกว่าออกจากโคลนเจาะซึ่งเป็นของเหลว โดยโคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป หรือส่งเข้าไปในถังดักทราย (Sand Trap) เพื่อหมุนเวียนไปเข้าเครื่องปั่นเหวี่ยงเพื่อแยกเศษหินขนาดเล็กซ้ำอีกครั้ง
 - ส่วนที่เป็นโคลนที่ยังมีเศษหินขนาดเล็กปนอยู่จะถูกลำเลียงต่อไปยังถังดักทราย (Sand Trap) ก่อนส่งต่อไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) โคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป
- เศษหินขนาดเล็กที่แยกออกจากเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง จะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 8 นิ้ว ที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ, 2565

รูปที่ 1-7 แผนผังของระบบจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะบนแท่นเจาะ

การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสำหรับแต่ละช่วงหลุมจะสามารถสรุปได้ดังแสดงใน ตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 การจัดการเศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ

ช่วงหลุม	กิจกรรม	ของเหลวที่ใช้	การจัดการ
การเจาะหลุมระดับบน	การเจาะ และการทำความสะอาดหลุม	WBM	— เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจะไหลผ่านท่อกรุ ขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อทำการเก็บตัวอย่างก่อนที่จะปล่อยทิ้งผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด
การเจาะหลุมระดับกลาง	การเจาะ	น้ำทะเล	<ul style="list-style-type: none"> — เศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะ (หรือทำความสะอาดหลุม) จะถูกนำกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อแยกโคลนเจาะชนิด WBM ออกจากเศษหินที่ระบบควบคุมของแท่นเจาะ โดยเครื่องสั่นแยกของแข็ง — เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลง — โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะถูกนำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ — ในการทำความสะอาดหลุม โคลนเจาะชนิด WBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะนำมาทำความสะอาดหลุมเดิมอีกครั้ง ภายหลังจากการทำความสะอาดหลุมแล้วเสร็จ จะปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด
	การทำความสะอาดหลุม	WBM	— เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจะไหลผ่านท่อกรุ ขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อทำการเก็บตัวอย่างก่อนที่จะปล่อยทิ้งผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด
การเจาะหลุมระดับล่าง	การเจาะ และการทำความสะอาดหลุม	SBM	<ul style="list-style-type: none"> — เศษหินและโคลนเจาะชนิด SBM จะถูกนำกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อแยกโคลนเจาะชนิด SBM ออกจากเศษหินที่ระบบควบคุมของแท่นเจาะ — เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด — โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะ จะถูกนำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ โดยไม่มีกระบวนการขยาลงสู่ทะเลโดยตรง

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

หมายเหตุ: WBM หมายถึง Water Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดมีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก

SBM หมายถึง Synthetic Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก

อย่างไรก็ตาม จะยังคงมีโคลนชนิด SBM บางส่วนที่ติดไปกับเศษหินหลังจากผ่านระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ และจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลพร้อมกับเศษหิน โดยบริษัท เชฟรอนฯ จะควบคุมปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหิน (Cutting Base Fluid Retention หรือ CBFR) ให้มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 10 โดยน้ำหนักของเศษหิน

1.3.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตของแท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ในช่วง 1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565 ทั้งการใช้ระบบอัดกลับภายใต้สภาวะการดำเนินงานปกติ และการบริหารจัดการภายใต้สภาวะที่ไม่ปกติ เนื่องจากระบบอัดกลับน้ำไม่สามารถทำหน้าที่อัดกลับน้ำได้ทั้งหมด

สำหรับช่วง 24 เมษายน – 31 ธันวาคม พ.ศ. 2565 ซึ่งแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 แล้ว ศูนย์กลางการผลิตปลาทองซึ่งอยู่ในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 อยู่ภายใต้การดำเนินงานของ PTTEP ED จึงไม่อยู่ในขอบเขตของรายงานฉบับนี้

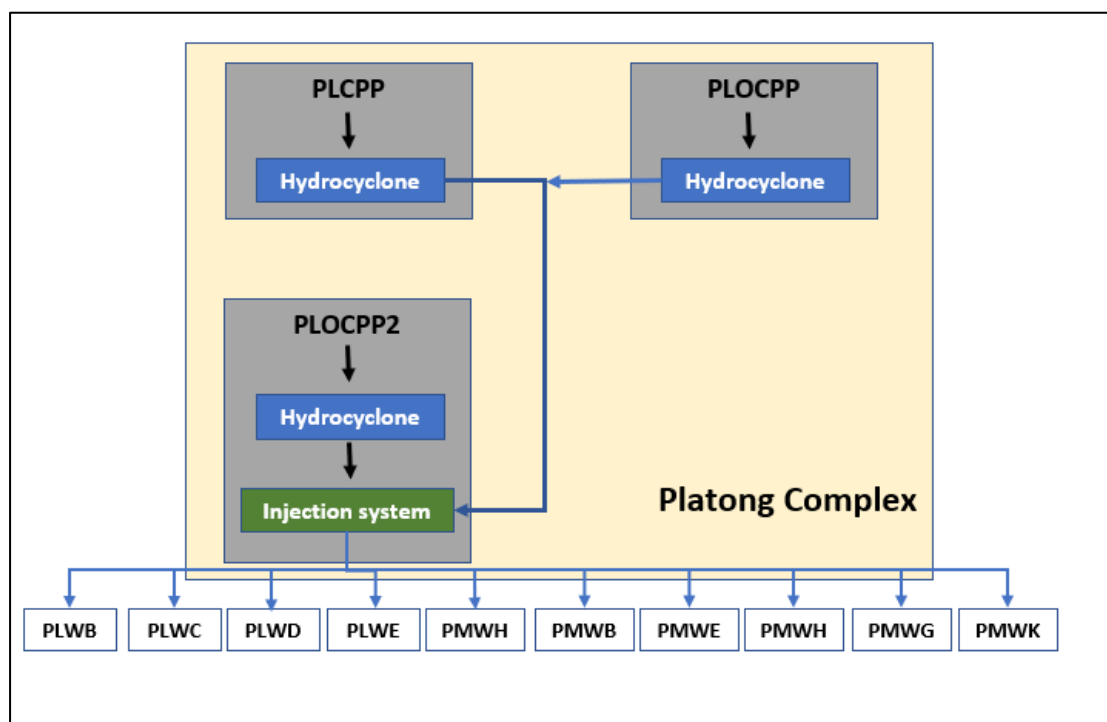
1.3.2.1 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตโดยใช้ระบบอัดกลับน้ำ (กรณีการดำเนินการในสภาวะปกติ)

ระบบอัดกลับน้ำของศูนย์กลางการผลิตปลาทองติดตั้งอยู่ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP2 และแท่นผลิตกลาง PLCPP2 ซึ่งสามารถเดินระบบได้อย่างเป็นอิสระต่อกัน แต่มีการเชื่อมต่อระบบ อัดกลับน้ำทั้ง 2 แห่งดังกล่าวเข้าด้วยกัน เพื่อเป็นการเพิ่มเสถียรภาพ และรักษาประสิทธิภาพโดยรวมของระบบอัดกลับน้ำทั้งหมดของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง เนื่องจากระบบอัดกลับน้ำทั้ง 2 แห่ง จะสามารถทำหน้าที่เป็นระบบสำรองซึ่งกันและกัน เพื่อรองรับน้ำส่วนเกินในกรณีที่ระบบอัดกลับน้ำแห่งหนึ่งเกิดปัญหา เพื่อให้ยังคงสามารถอัดน้ำจากกระบวนการผลิต ที่เกิดขึ้นลงหลุมได้ทั้งหมด

1.3.2.1(1) ระบบอัดกลับน้ำที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP2

ที่เกิดขึ้นจากกระบวนการแยกน้ำที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP2, PLOCPP และ PLCPP จะถูกนำไปผ่านระบบบำบัดน้ำเบื้องต้นด้วยเครื่อง Hydrocyclone เพื่อลดปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนให้เหลือไม่เกิน 100 ส่วนในล้านส่วน ก่อนผ่านเข้าสู่ระบบอัดกลับน้ำซึ่งตั้งอยู่บนแท่นผลิตกลาง PLOCPP2 เพื่อสูบน้ำไปอัดกลับลงหลุมผลิตที่หมดศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมแล้ว ได้แก่ หลุมผลิตที่อยู่ที่แท่นหลุมผลิต PLWA, PLWB, PLWC, PLWD, PLWE, PMWH, PMWB, PMWE, PMWG, PMWH, PMWK, CBWA ดังแสดงใน รูปที่ 1-8

ระบบอัดกลับน้ำบนแท่นผลิตกลาง PLOCPP2 ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำเพิ่มแรงดัน (Booster Pump) ขนาด 15,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 4 เครื่อง และเครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำหลัก (Injection Pump) ขนาด 15,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 4 เครื่อง (เป็นอุปกรณ์หลัก 3 ชุด สำรอง 1 ชุด) โดยมีขีดความสามารถการอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ประมาณ 60,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งเพียงพอที่จะรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตของแท่นผลิตกลาง PLOCPP, PLOCPP2 และ PLCPP



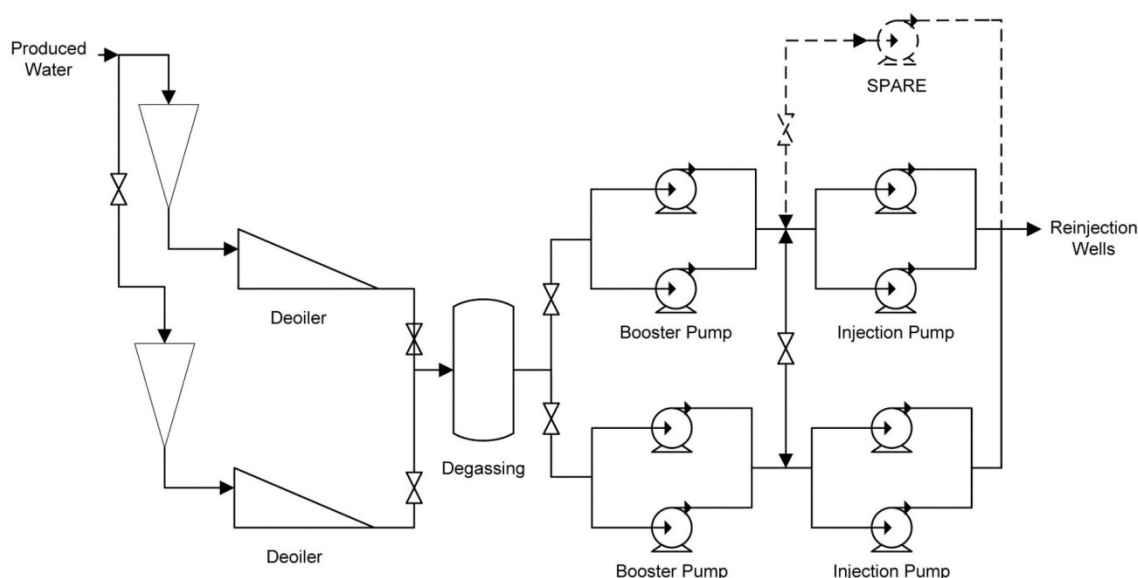
ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2562)

รูปที่ 1-8 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทองโดยใช้ระบบอัดกลับน้ำ

1.3.2.1(2) ระบบอัดกลับน้ำที่แท่นผลิตกลาง PLCPP2

น้ำจากกระบวนการผลิตซึ่งแยกออกมาจากปิโตรเลียมที่ระบบแยก 3 เฟส บนแท่นผลิตกลาง PLCPP2 จะถูกส่งมายังระบบบำบัดน้ำเบื้องต้น (ระบบแยกของแข็ง (Desander) ระบบแยกน้ำมัน (Deoiler) และระบบแยกก๊าซ (Degassing)) เพื่อให้ น้ำจากกระบวนการผลิตมีคุณสมบัติเหมาะสม ก่อนทำการอัดกลับลงหลุมผลิตที่หมดศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมแล้ว ได้แก่ หลุมผลิตที่อยู่แท่นหลุมผลิต PLWB, PLWC, PLWD, PLWE, PMWH, PMWB, PMWE, PMWG, PMWK, CBWA

ระบบอัดกลับน้ำบนแท่นผลิตกลาง PLCPP2 ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำเพิ่มแรงดัน (Booster Pump) ขนาด 15,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 3 เครื่อง และ เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำ (Injection Pump) ขนาด 15,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 3 เครื่อง (เป็นอุปกรณ์สำรอง จำนวน 1 ชุด) โดยมีขีดความสามารถรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ประมาณ 45,000 บาร์เรลต่อวัน รูปที่ 1-9



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-9 ระบบสูบน้ำจากกระบวนการผลิตเพื่ออัดกลับลงหลุมที่แทนผลึกก๊าซธรรมชาติกลางปลาทอง แห่งที่ 2

1.3.2.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตในศูนย์กลางการผลิตปลาทอง (กรณีไม่สามารถอัดกลับน้ำได้ทั้งหมด)

ในกรณีที่ไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ทั้งหมด อาจมีสาเหตุเนื่องจาก

- การขัดข้องหรือเสียหายของระบบอัดกลับน้ำ หรือกรณีที่น้ำจากกระบวนการผลิตมีปริมาณทรายสูง ซึ่งก่อให้เกิดการอุดตันในเครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำ
- แทนหลุมผลิตสำหรับอัดกลับน้ำไม่สามารถรับน้ำได้ทั้งหมด เนื่องจากความผิดปกติที่แทนหลุมผลิตหรือระบบท่อ หรือมีการบำรุงรักษาระบบท่ออัดกลับน้ำ

แนวทางการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตในกรณีไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ทั้งหมดดังนี้

- 1) ในสถานะที่เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำหลักเสียหาย ให้ใช้งานเครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำสำรองซึ่งตั้งอยู่บนแท่นผลิตกลาง เพื่อทดแทนความสามารถในการอัดน้ำกลับลงหลุมที่เสียไป ร่วมกับการผันน้ำจากกระบวนการผลิตส่วนที่ไม่สามารถอัดกลับได้มาใช้ระบบอัดกลับน้ำของแท่นผลิตกลาง PLCCP2 (ในกรณีระบบอัดกลับน้ำบนแท่นผลิตกลาง PLOCP2 เสียหาย) หรือระบบอัดกลับน้ำของแท่นผลิตกลาง PLOCP2 ในกรณีระบบอัดกลับน้ำบนแท่นผลิตกลาง PLCCP2 เสียหาย)
- 2) พันน้ำจากกระบวนการผลิตส่วนที่ไม่สามารถอัดกลับได้มาเก็บไว้ชั่วคราวที่เรือ PLFSO ซึ่งมีความสามารถในการรองรับน้ำสูงสุด 60,000 บาร์เรล
- 3) บริหารจัดการปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้น โดยการลดหรือหยุดการผลิตจากหลุมผลิตที่มีปริมาณน้ำมาก

1.3.2.3 สรุปภาพรวมการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทองในปี พ.ศ. 2565

การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ในช่วง 1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565 สรุปได้ดังนี้ ส่วนรายละเอียดปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตแสดงใน หัวข้อ 3.1.1

จากการตรวจสอบเอกสารทั้งในรูปแบบของบันทึกข้อมูล และรายงานประจำเดือน ที่บริษัท เชฟรอนฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในปี พ.ศ. 2565 ในปี พ.ศ. 2565 พบว่า แท่นผลิตกลาง PLOCPP, PLOCPP2, PLCPP และ PLCPP2 มีน้ำจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้นทั้งหมด 4,477,329 บาร์เรล น้ำจากกระบวนการผลิตร้อยละ 99.75 ถูกอัดกลับลงหลุมผลิตที่หมดศักยภาพในการผลิตแล้ว ซึ่งอยู่ที่แท่นหลุมผลิต PLWC, PLWD, PLWE, PMWB, PMWE, PMWH, CBWA ดังรายละเอียดในบทที่ 4

1.3.3 การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ

1.3.3.1 การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ

1.3.3.1(1) น้ำปนเปื้อนน้ำมัน

น้ำปนเปื้อนน้ำมันมีโอกาสเกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินงานกิจกรรมของโครงการฯ โดยมีวิธีการจัดการน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมันจากแหล่งต่างๆ ดังแสดงใน ตารางที่ 1-3

ตารางที่ 1-3 แหล่งที่มาของน้ำปนเปื้อนน้ำมัน และระบบการจัดการ

แหล่งกำเนิด / ประเภท	วิธีการจัดการ
เรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ	
น้ำใต้ท้องเรือ และน้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	<ul style="list-style-type: none"> ส่งเข้าสู่อุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil Filtering Equipment) เพื่อบำบัดให้มีปริมาณน้ำมันเจือปนไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน ก่อนระบายลงสู่ทะเล ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และ กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 น้ำมันที่ได้จากการแยกจะเก็บไว้ในถังเก็บและบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
น้ำปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมเก็บไว้ในถังเก็บและบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
น้ำที่ระบายจากชั้นคาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน	<ul style="list-style-type: none"> หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย

ตารางที่ 1-3 แหล่งที่มาของน้ำมันปนเปื้อนน้ำมัน และระบบการจัดการ

แหล่งกำเนิด / ประเภท	วิธีการจัดการ
แท่นเจาะ	
น้ำจากพื้นที่วางเครื่องจักร และ เครื่องยนต์ต่างๆ (ห้องเครื่องของแท่นเจาะ)	<ul style="list-style-type: none"> ส่งเข้าสู่อุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil Filtering Equipment) เพื่อบำบัดให้มีปริมาณน้ำมันเจือปนไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน ก่อนระบายลงสู่ทะเล ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และ กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ในกรณีที่อุปกรณ์กรองน้ำมันใช้การไม่ได้ จะรวบรวมน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่อง และพื้นที่วางเครื่องจักร เครื่องยนต์ต่างๆ เก็บไว้ใน ถังเก็บบนแท่นเจาะ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และกำจัดเช่นเดียวกับน้ำมันใช้แล้วต่อไป น้ำมันที่ได้จากการแยกจะเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปยัง ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
น้ำที่ระบายจากชั้นลาดฟ้า ที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการ หกรั่วไหลของน้ำมัน	<ul style="list-style-type: none"> หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะดูดซับด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อนำไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย
น้ำมันปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจาก กิจกรรมการซ่อมบำรุงและสร้างทำ ความสะอาดอุปกรณ์	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมเก็บไว้ในถังเก็บและบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปยัง ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป

1.3.3.1(2) สิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

แหล่งที่มาของสิ่งปฏิกูล (Sewage) ได้แก่ ของเสียจากร่างกายมนุษย์จากห้องสุขา และแหล่งที่มาของน้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภค (Gray Water) ได้แก่ ห้องอาบน้ำ อ่างล้างมือ บริเวณซักล้าง และห้องครัว โดยจะเกิดขึ้นในพื้นที่ปฏิบัติงานของพนักงาน และพื้นที่พักอาศัยบนแท่นเจาะและเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ ระบบการจัดการสิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคของที่พักอาศัยในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ สามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 1-4

ตารางที่ 1-4 การจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

แหล่งกำเนิดสิ่งปฏิกูล และน้ำเสีย	การจัดการสิ่งปฏิกูล	การจัดการน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค
แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดมากกว่า 400 ตันกรอสส์	บำบัดสิ่งปฏิกูลขั้นต้น ก่อนปล่อยน้ำทิ้งลงสู่ทะเล	ระบายลงสู่ทะเลโดยตรง
เรือสนับสนุนที่มีขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์	ระบายลงสู่ทะเล โดยห้ามมิให้ปล่อยทิ้งในระยะ 12 ไมล์ทะเลจากชายฝั่ง	ระบายลงสู่ทะเลโดยตรง

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

1.3.3.2 การจัดการน้ำเสียบนแท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

ในช่วง 1 มกราคม – 23 เมษายน พ.ศ. 2565 แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทองมีการจัดการน้ำเสีย ซึ่งประกอบด้วย น้ำปนเปื้อนน้ำมัน และสิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคและบริโภค สรุปได้ดังหัวข้อ 1.3.3.2

สำหรับช่วง 24 เมษายน – 31 ธันวาคม 2565 ซึ่งแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 แล้ว ศูนย์กลางการผลิตปลาทองซึ่งอยู่ในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 นั้นอยู่ภายใต้การดำเนินงานของ PTTEP ED จึงไม่อยู่ในขอบเขตของรายงานฉบับนี้

1.3.3.2(1) น้ำปนเปื้อนน้ำมัน

บนแท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทองได้จัดให้มีเขื่อน กันกัน หรืออาคารรองรับรอบบริเวณพื้นที่ที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ได้แก่ ด้านล่างของอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต และพื้นที่ซึ่งมีโอกาสเกิดการรั่วไหลของน้ำมัน ทั้งนี้ เพื่อป้องกันไม่ให้น้ำที่ระบายจากพื้นที่ต่างๆ เหล่านี้ ทั้งในช่วงที่มีฝนตก และน้ำที่เกิดจากการล้างพื้นไหลลงสู่ทะเลโดยตรง

น้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันในพื้นที่ต่างๆ บนแท่นผลิตกลาง ได้แก่ น้ำฝนที่ระบายจากพื้นที่ซึ่งมีการปนเปื้อนน้ำมัน น้ำจากการล้างพื้น และล้างอุปกรณ์ต่างๆ ในหน่วยการผลิต จะถูกรวบรวมไปยังระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open Drain System) เพื่อแยกน้ำมันที่ปนเปื้อนออกก่อนระบายลงสู่ทะเล ดังนี้

- ที่แท่นผลิตกลาง PLCPP น้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ จะถูกรวบรวมด้วยระบบรางระบายน้ำ แล้วส่งไประบายลงสู่ทะเลผ่าน Open Drain Sump Caisson ซึ่งน้ำมันจะแยกชั้นลอยขึ้นด้านบน เพื่อให้สามารถสูบน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนกลับไปยัง Skim Tank เพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต ส่วนน้ำซึ่งมีความหนาแน่นสูงกว่าน้ำมันจะไหลลงสู่ด้านล่างและออกสู่ทะเล
- ที่แท่นผลิตกลาง PLOCPP และ PLOCPP2 น้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ จะถูกรวบรวมด้วยระบบรางระบายน้ำ แล้วส่งไปที่ Open Drain Tank เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำ แล้วส่งน้ำมันที่แยกได้กลับเข้าสู่กระบวนการผลิต ก่อนที่จะระบายน้ำส่วนที่เหลือลงสู่ทะเลผ่าน Open Drain Sump Caisson

- ที่แท่นผลิตกลาง PLCP2 น้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ จะถูกรวบรวมด้วยระบบรางระบายน้ำ แล้วส่งไประบายลงสู่ทะเลผ่าน Open Drain Sump Caisson ซึ่งน้ำมันจะแยกชั้นลอยขึ้นด้านบน เพื่อให้สามารถสูบน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนกลับไปยัง Closed Drain Tank เพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต ส่วนน้ำซึ่งมีความหนาแน่นสูงกว่าน้ำมันจะไหลลงสู่ด้านล่างและออกสู่ทะเล

1.3.3.2(2) สิ่งผิดปกติและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

น้ำเสียที่เกิดจากการอุปโภคบริโภค เช่น น้ำจากห้องอาบน้ำ ล้างมือ และเครื่องซักผ้า ที่เกิดขึ้นที่แท่นที่พักอาศัย (PLLQ และ PLLQ2) ถูกแยกการจัดการออกจากสิ่งผิดปกติ โดยระบายลงสู่ทะเลโดยตรง ส่วนน้ำจากห้องครัว จะมีการดักด้วยบ่อดักไขมัน (Grease Trap) ก่อนระบายลงสู่ทะเล

สิ่งผิดปกติที่เกิดขึ้นที่แท่นที่พักอาศัยถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบบำบัดสิ่งผิดปกติก่อนระบายลงสู่ทะเล ซึ่งระบบดังกล่าวได้รับการล้างทำความสะอาดทุกสัปดาห์ รวมถึงมีการบำรุงรักษาเชิงป้องกันทุก 3 เดือน เพื่อให้ระบบสามารถบำบัดสิ่งผิดปกติได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.3.4 การจัดการมลสารทางอากาศ

กิจกรรมในระยะดำเนินการผลิตของโครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งปลาทอง แหล่งชบา และแหล่งยุงทอง มีแหล่งกำเนิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ โดยแบ่งเป็น 2 ช่วง ได้ดังนี้

ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

- ระบบเผาก๊าซทิ้ง (Flaring System) บนแท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง
- การระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Cold Venting) จากระบบ IG system ของถังเก็บน้ำมันดิบที่เรือ PLFSO
- กิจกรรมและอุปกรณ์ต่างๆ ที่แท่นหลุมผลิต 65 แท่น ในแปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A, 11, 11A แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยุงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ซึ่งรวมถึงการใช้ Well Unloading Unit สำหรับลดแรงดันที่ปากหลุมผลิต เพื่อช่วยเพิ่มอัตราการผลิตจากหลุมผลิตที่มีแรงดันต่ำ ซึ่งต้องระบายก๊าซที่ปนมากับน้ำมันดิบ (Associated Gas) ออกสู่บรรยากาศโดยตรง
- การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร เครื่องยนต์ต่างๆ ทั้งที่แท่นผลิตกลางเรือ PLFSO แท่นหลุมผลิต 65 แท่น และเรือสนับสนุนที่ใช้ในกิจกรรมการขนส่ง

ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

- การระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Cold Venting) จากระบบ IG system ของถังเก็บน้ำมันดิบที่เรือ PLFSO
- กิจกรรมและอุปกรณ์ต่างๆ ที่แทนหลุมผลิต 9 แท่น ในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A แหล่งขบ (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ซึ่งรวมถึงการใช้ Well Unloading Unit สำหรับลดแรงดันที่ปากหลุมผลิต เพื่อช่วยเพิ่มอัตราการผลิตจากหลุมผลิตที่มีแรงดันต่ำ ซึ่งต้องระบายก๊าซที่ปนมากับน้ำมันดิบ (Associated Gas) ออกสู่บรรยากาศโดยตรง
- การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร เครื่องยนต์ต่างๆ ที่เรือ PLFSO แท่นหลุมผลิต 9 แท่น และเรือสนับสนุนที่ใช้ในกิจกรรมการขนส่ง

ข้อมูลปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมที่ระบายออกสู่บรรยากาศรายเดือน ตลอดจนการดำเนินการผลิตในปี พ.ศ. 2565 แสดงใน **ภาคผนวก 2**

ทั้งนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้ดำเนินการควบคุมปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลสารทางอากาศ จากแหล่งกำเนิดต่างๆ ดังนี้

- รวบรวมไฮโดรคาร์บอนเบา (Light Hydrocarbon) ที่ถูกแยกออกจากคอนเดนเสทที่ระบบปรับสภาพเสถียรของคอนเดนเสท ไปยังระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (Vapor Recovery Unit, VRU) เพื่อเพิ่มความดันของก๊าซแล้วส่งกลับไปยังกระบวนการผลิต หรือกระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติต่อไป
- ระบายก๊าซไฮโดรคาร์บอนที่ไม่สามารถรวบรวมเข้าสู่ระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (VRU) ได้ ออกสู่สิ่งแวดล้อมผ่านระบบเผาก๊าซส่วนเกิน (Flaring System) แทนการระบายออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Venting) โดยระบบเผาก๊าซส่วนเกินได้รับการออกแบบให้มีการเผาไหม้ก๊าซอย่างสมบูรณ์ และมีระบบการติดตามปริมาณก๊าซที่ส่งมายังระบบเผาก๊าซอย่างต่อเนื่อง
- การกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับระบบเผาก๊าซ ให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- การกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน สำหรับเครื่องจักรและเครื่องยนต์ต่างๆ เช่น Generator, Turbine และ Compressor เพื่อให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และช่วยลดปริมาณการปล่อยมลสารทางอากาศ
- การติดตั้ง Gas Lift Compressor เพื่ออัดก๊าซที่เกิดจากการใช้ Well Unloading Unit กลับลงสู่หลุมผลิต จึงไม่ทำให้เกิดการระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Zero Cold Vent)

1.3.5 การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ

การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมต่างๆ ของบริษัท เซฟรอนฯ จะดำเนินการตามนโยบายการจัดการของเสียที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รายละเอียดการจัดการของเสียอันตรายมีดังต่อไปนี้

1.3.5.1 การคัดแยกประเภทของเสีย ณ แหล่งกำเนิด

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลทั้งหมดของบริษัท เซฟรอนฯ จะถูกคัดแยกในขั้นต้นที่ฐานปฏิบัติงานนอกชายฝั่งเป็น 2 ประเภทหลักได้แก่ ของเสียไม่อันตราย (Non-Hazardous Waste) และของเสียอันตราย (Hazardous Waste)

1.3.5.2 การรวบรวมและการจัดเก็บของเสียเพื่อการขนส่ง

ภาชนะในการรองรับของเสียประเภทต่างๆ มีความเหมาะสมกับชนิด คุณสมบัติ และปริมาณที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ซึ่งมีการติดฉลากตามข้อกำหนดของ NFPA ที่ภาชนะตั้งแต่จุดกำเนิดของเสีย มีการติดสัญลักษณ์แสดงอันตรายและคำเตือน ภาชนะสำหรับบรรจุของเสียอันตรายต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด IMDG Transportation of “Dangerous Goods” requirements และ IMDG Code of Transportation of Dangerous Goods by Sea

1.3.5.3 พื้นที่จัดเก็บของเสียเพื่อการขนส่งออกไปกำจัด

- บนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ของเสียประเภทต่างๆ จะถูกคัดแยกไว้ในภาชนะรองรับที่จัดเตรียมไว้ในตำแหน่งต่างๆ ใกล้กับแหล่งกำเนิดของเสีย และง่ายต่อการคัดแยกแล้วจึงรวบรวมมาจัดเก็บไว้ในถังหรือภาชนะที่กำหนดให้ใช้สำหรับขนถ่ายและขนส่งทางเรือตามประเภทของเสีย ซึ่งจัดวางไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม เพื่อรอให้เรือที่มีหน้าที่ขนส่งของเสียมาดำเนินการขนถ่ายเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง
- ที่ท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ. ของเสียที่รวบรวมมาจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ซึ่งได้คัดแยก บรรจุหีบห่อและติดข้อมูลของเสียเรียบร้อยแล้ว จะนำมารวบรวมไว้ที่ลานเก็บกองวัสดุ ซึ่งเป็นที่โล่ง ห่างจากกิจกรรมอื่นๆ ทั้งนี้เจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมดูแลของเสียจะประสานงานให้มีการขนส่งของเสียออกจากพื้นที่วันต่อวัน โดยไม่มีการเก็บรักษาของเสียไว้ในพื้นที่

1.3.5.4 การขนส่งและการกำจัดของเสีย

- การขนส่งของเสีย ต้องมีใบกำกับการขนส่งของเสียแนบไปในระหว่างการขนส่งเสมอทั้งการขนส่งทางเรือไปยังท่าเทียบเรือ และการขนส่งทางบกจากท่าเทียบเรือไปยังสถานที่คัดแยกและสถานที่กำจัดปลายทาง ตามลำดับ
- การกำจัดของเสีย ของเสียทุกชนิดได้รับการขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัท เซฟรอนฯ มายังท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ. เพื่อรอให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งไปกำจัดที่ปลายทางการกำจัดตามประเภทของเสียต่อไป และเมื่อบริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียเรียบร้อยแล้ว จะจัดทำรายงานการขนส่งและกำจัดของเสียเพื่อส่งให้กับเจ้าหน้าที่ประสานงานสนับสนุนบนฝั่ง เพื่อเป็นหลักฐานการดำเนินงานทุกครั้ง

ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย แสดงดัง รูปที่ 1-10



ที่มา : บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-10 ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย

การเลือกวิธีการกำจัดของเสีย จะพิจารณาถึงความเป็นไปได้ในการนำของเสียนั้นมาใช้ประโยชน์ให้ได้มากที่สุดก่อน โดยมีหลักการพิจารณาตามลำดับ ดังนี้

- การนำกลับมาใช้ซ้ำ (Reuse)
- การนำของเสียกลับมาใช้ใหม่ (Recycle)
- การใช้เป็นเชื้อเพลิงในเตาเผาเพื่อนำความร้อนมาใช้ (Energy recovery incineration)

- การเผาที่ความร้อนสูง (Incineration)
- การฝังกลบ (Landfill)

รายการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ โดยทั่วไปแสดงในตารางที่ 1-5

ตารางที่ 1-5 ของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ

ประเภทของเสีย	ชนิดของเสีย
ของเสียไม่อันตราย	<ul style="list-style-type: none"> ● บรรจุกัมมันต์ของเครื่องอุปโภคบริโภค และบรรจุกัมมันต์เพื่อการขนส่งที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ เช่น ถังบรรจุกระด้าง ขวดพลาสติก และกระป๋องอะลูมิเนียม เป็นต้น ● ของเสียที่ไม่มีการปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี และไม่สามารถรีไซเคิลได้ เช่น ไม้กระดาน เศษผ้า เศษเชือก เศษกระด้าง ถังพลาสติก เศษลวด เศษเหล็ก สายไฟฟ้า ฉนวนป้องกัน และพาเลทไม้ เป็นต้น
ของเสียอันตราย	<ul style="list-style-type: none"> ● โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก ที่ปนเปื้อนสารอันตราย (Synthetic Base Mud Containing Dangerous Substances) ● น้ำมันใช้แล้ว (Used Oil) ชนิดต่างๆ ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่น น้ำมันไฮดรอลิก จารบี และน้ำมันร้อน (Hot Oil) ที่ใช้ในกระบวนการผลิต ● პროთจากระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซ และของเสียปนเปื้อนโปรท เช่น สารดูดซับหรือตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว (Spent Catalyst/Absorbent) และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่ปนเปื้อนโปรท และ Spent Hg Filter Cartridge ● กากตะกอนที่ปนเปื้อนโปรท ได้แก่ กากตะกอนที่เกิดจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อ และอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/Vessel Cleaning Sludge) ● ของเสียที่ปนเปื้อนสารเคมี น้ำมันหรือปิโตรเลียม เช่น อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน เศษผ้าหรือวัสดุดูดซับที่ใช้ทำความสะอาดคราบน้ำมัน ● ภาชนะเปล่าที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี ● ไม้กระดานใช้แล้วที่เป็น Air Filter ● สารเคมีใช้แล้วและ/หรือหมดอายุที่ไม่ได้ใช้งาน ● อุปกรณ์ไฟฟ้า ชิ้นส่วนอุปกรณ์ไฟฟ้า ● แบตเตอรี่ ที่ไม่ใช้งานแล้ว ● หลอดฟลูออเรสเซนต์ ที่ไม่ใช้งานแล้ว ● ของเสียจากการปรับปรุงโครงสร้าง เช่น เศษซีเมนต์ อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน ● น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ บนแท่น และ Annulus Fluid ● น้ำมันที่แยกจากระบบแยกน้ำมัน (Oil Separator) ● ท่อกรุและท่อขนส่งที่ผ่านการใช้งานในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ชิ้นส่วนอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่ใช้แล้ว ● ของเสียจากห้องพยาบาล เช่น ของเสียติดเชื้อ ยาและอุปกรณ์ที่หมดอายุ เป็นต้น ● ท่อยาง (Export Hose)

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย

ช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจหมายเลข 10, 10A, 11, 11A แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) จะถูกรวบรวมไว้ที่แท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัยในศูนย์กลางการผลิตปลายทาง เพื่อรอการขนส่งไปจัดการบนฝั่ง

ช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมนอกชายฝั่งบนแท่นหลุมผลิต 9 แท่น ในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยูงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) จะมีการเก็บรวบรวมเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่งตาม Operation and Maintenance Support Agreement for Block 10A and 11A, B8/32 Non Tantawan Area and Block G4/48 ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED

แนวทางการจัดการของเสียที่เกิดขึ้นบนแท่นผลิตกลางที่ศูนย์กลางปลายทาง แท่นหลุมผลิตต่างๆ และเรือ PFSO ประกอบด้วย การคัดแยกของเสีย การจัดเก็บในภาชนะที่จัดเตรียมไว้การประยุกต์ใช้ระบบป้ายบ่งชี้ตามประเภทของเสีย และการขนส่งของเสียขึ้นฝั่งเพื่อนำไปกำจัด รวมถึงการจัดทำระบบเอกสาร ซึ่งประกอบด้วย รายการของเสีย (Waste Register) เอกสารการขนส่งของเสียทางเรือ (Waste Shipment Documentation) เอกสารกำกับกำกับการขนส่งของเสีย (Waste Manifest) เพื่อติดตามการขนส่งและกำจัดของเสียในทุกๆ ระยะเพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียทุกประเภทได้รับการจัดการอย่างถูกต้องตามที่กฎหมายระบุไว้

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดให้มีผู้ควบคุมดูแลการจัดการของเสีย ประกอบด้วย ผู้ควบคุมดูแลบนแท่นผลิตกลาง (การดำเนินงานช่วง 1 ม.ค. – 23 เม.ย. 2565) บนเรือ PFSO ที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และที่สำนักงานใหญ่ของบริษัท เชฟรอนฯ เพื่อให้ครอบคลุมและมั่นใจว่ามีการจัดการของเสียที่เหมาะสมตั้งแต่แหล่งกำเนิดจนถึงแหล่งกำจัด นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดมอบหมายให้บริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียจัดทำข้อมูลบัญชีแสดงปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นแยกตามพื้นที่ปฏิบัติงานซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดของเสีย และประเภทของเสียทุกครั้ง

ในส่วนของการกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท หรือ Mercury Contaminated Sludge ที่เกิดจากการดำเนินงาน ประกอบด้วย กากตะกอนจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/ Vessel Cleaning Sludge) ทราที่ปนมากับปิโตรเลียมซึ่งแยกได้จากกระบวนการผลิต (Produced Sand) จะถูกรวบรวมไว้ในถัง UN Drum ซึ่งภาชนะบรรจุของเสียอันตรายของโครงการฯ ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด IMDG Transportation of “Dangerous Goods” requirements และ IMDG Code for Transportation of Dangerous Goods by Sea ถึงเก็บกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บพักในบริเวณที่กำหนดไว้ สำหรับการจัดการกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท บริษัทฯ จะปฏิบัติตามข้อกำหนดและขั้นตอนการดำเนินงานของบริษัทฯ เรียกว่า “The Removal and Handling of Mercury Contaminated Sludge” ซึ่งกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บชั่วคราวบนแท่นผลิตกลางหรือแท่นหลุมผลิต ไม่เกิน 90 วัน ตามที่กฎหมายกำหนด ก่อนจะขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัทฯ มายังท่าเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ เพื่อให้บริษัทที่

ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งต่อไป โดยปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากแหล่งปลาทองสามารถสรุปได้ดัง ตารางที่ 1-6

ตารางที่ 1-6 ปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากแหล่งปลาทองในปี 2565

แหล่งผลิต	ปริมาณ (ตัน)			
	ของเสีย ไม่อันตราย	ของเสีย อันตราย	ของเสีย ปนเปื้อนปรอท	ของเสียที่สามารถนำ กลับมาหมุนเวียนใช้ได้
การดำเนินงานช่วง 1 ม.ค. – 23 เม.ย. 2565				
แปลงสำรวจหมายเลข 10 10A 11 11A แหล่ง ชบา และแหล่งขุขทอง	58	66	15	4
PFSO	4	1	0	0
การดำเนินงานช่วง 24 เม.ย. – 31 ธ.ค. 2565				
แปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งชบา และแหล่งขุขทอง	5	1	0	1
PFSO	28	3	0	9

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

1.3.6 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan)

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมความพร้อมสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยจัดให้มีแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan หรือ ERP) เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับบุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสียชีวิตโดยระบุสถานที่ที่ควรไปเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมถึงสิ่งที่ต้องปฏิบัติ และเวลาที่ควรปฏิบัติ รวมทั้งกำหนดทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน โดยระบุถึงแผนผังองค์กรของทีม หน้าที่และความรับผิดชอบของสมาชิกในทีมและรายละเอียดต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการของบริษัท เชฟรอนฯ ต่อไป

หน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ คือ Chevron Thailand Emergency Response Team หรือ ERT ประกอบไปด้วย

- ทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉิน ณ จุดเกิดเหตุ (Onsite Response Team หรือ ORT)
- ทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติการ (Installation Emergency Response Team, IERT)
- ทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (Asset Emergency Management Team หรือ AEMT)

การตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินแบ่งตามระดับความรุนแรง ได้เป็น 3 ระดับ ดังนี้

- **เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 1: Minor or Simple** – เป็นเหตุการณ์ขนาดเล็กและมีระยะเวลาสั้น โดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานเข้าระงับเหตุได้เพียงพอ ซึ่งเหตุการณ์ในระดับนี้ทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉิน ณ จุดเกิดเหตุ (ORT) สามารถเข้าควบคุมสถานการณ์ได้ทันที
- **เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 2: Moderate or Complex** – เป็นเหตุการณ์ที่มีความรุนแรงระดับกลางซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยส่วนบุคคล สิ่งแวดล้อม และส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์หรือกระบวนการผลิตรุนแรงกว่าเหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 1 และส่งผลให้ต้องเริ่มคำสั่งการอพยพ โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับนี้จะมีทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติการ (IERT) ควบคุมสถานการณ์ และบางครั้งอาจมีทีมบริหารจัดการต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) จะเข้ามาให้คำแนะนำ
- **เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 3: Major, Complex, or Compound** เป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบรุนแรงต่อทรัพย์สินและความปลอดภัยส่วนบุคคลเป็นอย่างมาก เช่น เกิดเหตุเพลิงไหม้รุนแรง (Major Fire) การหกรั่วไหลของน้ำมันหรือของเสียอันตราย ก๊าซรั่วหรือมีการบาดเจ็บจำนวนมาก และมีผู้เสียชีวิตเกิดขึ้นในเหตุการณ์นี้ อุปกรณ์ชำรุดเสียหาย ส่งผลต่อกระบวนการดำเนินงาน โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับนี้ต้องมีทีมบริหารจัดการต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) เข้ามาควบคุมสถานการณ์ และอาจมีทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Crisis Management Team, CMT) ของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย ประกอบกับการช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก และบริษัทแม่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา เข้ามาช่วยควบคุมสถานการณ์

สำหรับหน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุฉุกเฉินของบริษัท เซฟรอนฯ แสดงในตารางที่ 1-7

ตารางที่ 1-7 บุคลากรที่เกี่ยวข้องและบทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

ผู้รับผิดชอบ	บทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน
ผู้บังคับการเหตุฉุกเฉิน (Incident Commander หรือ IC)	<ul style="list-style-type: none"> — จัดให้มีการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน — ตัดสินใจและวางแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ร่วมกับผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการ (Director) — ประสานงานกับหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานของรัฐบาล รายงานสถานการณ์เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและบันทึกข้อมูลที่ได้รับเข้าและส่งออกของเหตุฉุกเฉิน
หัวหน้าฝ่ายปฏิบัติการ (Operations Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> — กำหนดทิศทางเชิงกลยุทธ์ให้กับทีม ORT — รายงานสถานะของการดำเนินการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของ ทีม ORT รวมถึงความต้องการด้านทรัพยากรเพื่อระงับเหตุ ให้แก่ทีม AEMT รับทราบ — ให้คำแนะนำแผนกลยุทธ์กับ IC เพื่อเพิ่มศักยภาพในการรับมือกับเหตุการณ์

ตารางที่ 1-7 บุคลากรที่เกี่ยวข้องและบทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

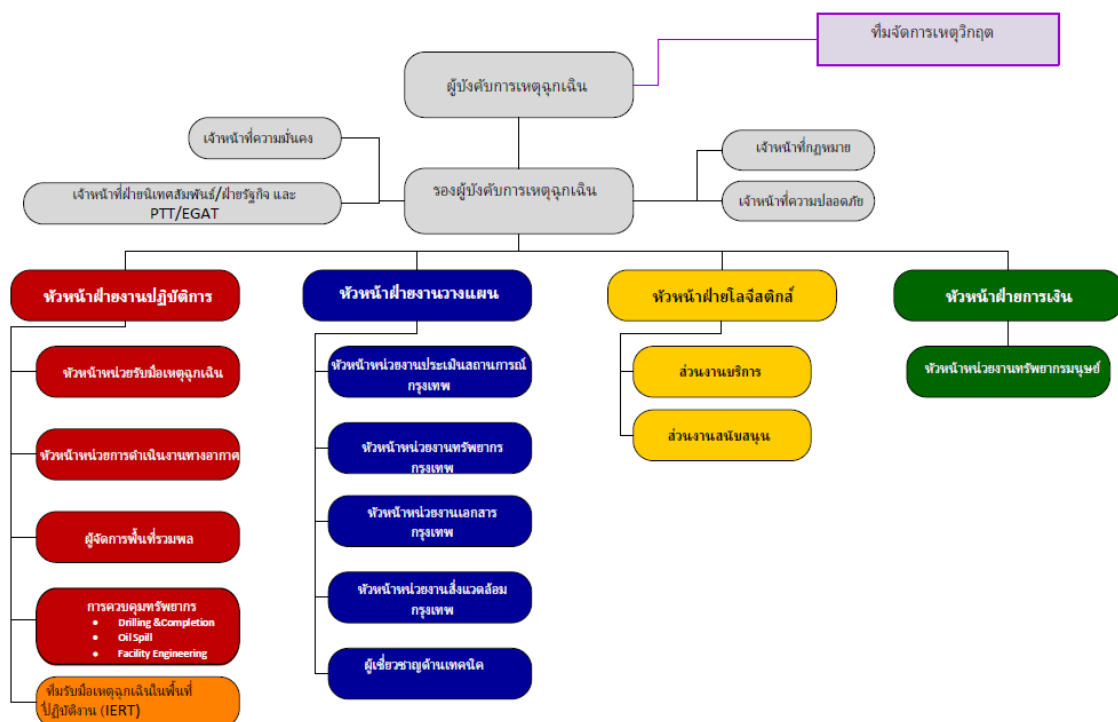
ผู้รับผิดชอบ	บทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน
หัวหน้าฝ่ายวางแผน (Planning Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> วางแผนยุทธวิธี/กลยุทธ์จัดการเหตุฉุกเฉินที่จะเกิดขึ้นในอนาคตและสามารถดำเนินการเจาะสำรวจได้ตามปกติ ให้คำแนะนำแผนกลยุทธ์กับ IC เพื่อเพิ่มศักยภาพในการรับมือกับเหตุการณ์ ประกาศรายงานและบันทึกข้อมูลที่รับเข้าและส่งออกของเหตุการณ์ฉุกเฉิน
หัวหน้าฝ่ายโลจิสติกส์ (Logistic Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> ให้การสนับสนุนการขนส่งเพื่อการตอบสนองเหตุฉุกเฉินตามการวางแผนยุทธวิธี/กลยุทธ์ให้กับทีมวางแผนและปฏิบัติงาน พร้อมทั้งรายงาน การปฏิบัติต่อผู้บัญชาการ ณ จุดเกิดเหตุ (OC)
หัวหน้าฝ่ายการเงิน (Finance Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> ให้การสนับสนุนด้านการเงินและการบริการในการดำเนินการตอบสนองเหตุฉุกเฉินเพื่อให้เป็นไปอย่างเรียบร้อย

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

แผนผังองค์กรของทีม AEMT แสดงดัง รูปที่ รูปที่ 1-11 ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุฉุกเฉิน แสดงดังรูปที่ รูปที่ 1-12 โดยมีขั้นตอนสรุปได้ดังนี้

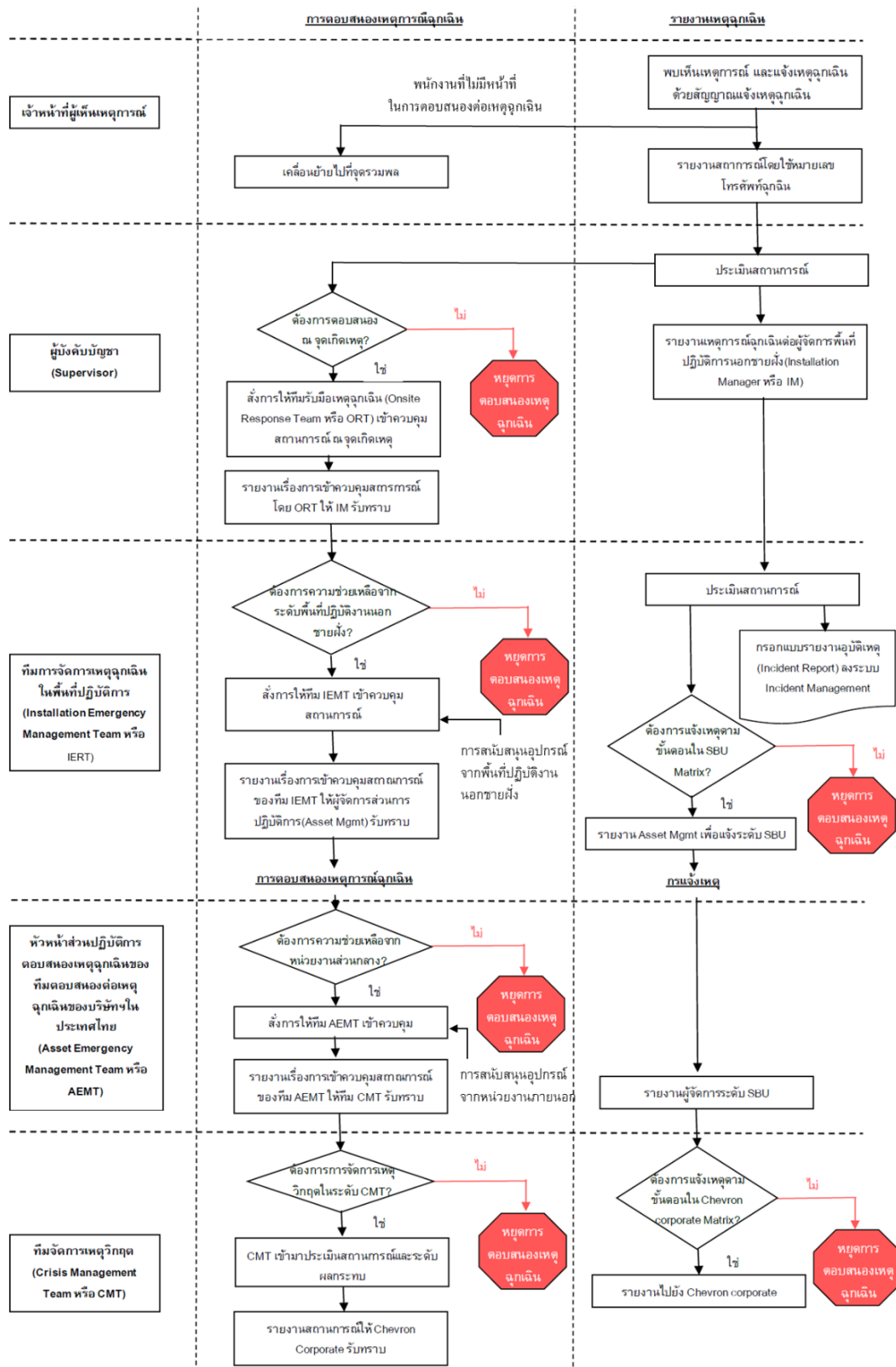
- เมื่อพนักงานพบเห็นเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องมีการแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยสัญญาณแจ้งเหตุ จากนั้นห้องควบคุมส่วนกลางประกาศให้พนักงานที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ทั้งหมดอพยพไปยังจุดรวมพลที่กำหนดไว้ จากนั้นทีม ORT เข้าตรวจสอบพื้นที่และเข้าระงับเหตุเมื่อประเมินสถานการณ์แล้วว่า เหตุฉุกเฉินดังกล่าวสามารถระงับเหตุได้โดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยทีม ORT รายงานเหตุการณ์ให้กับ On-Scene Commander (OC) รับทราบ
- หากประเมินสถานการณ์แล้วพบว่า เป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับปานกลาง ทีม IERT จะเข้าควบคุมสถานการณ์ โดยทำงานร่วมกับทีม ORT ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และในระดับนี้อาจมีความช่วยเหลืออื่นๆ เช่น เรือดับเพลิงของบริษัท เรือสำหรับอพยพพนักงาน เป็นต้น เข้ามาสนับสนุนการดำเนินงาน ทั้งนี้การสนับสนุนจากฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลา จะเป็นการสนับสนุนด้านการขนส่ง (Logistics) และการส่งวัสดุอุปกรณ์เข้ามาช่วยเหลือเป็นหลัก โดยทางทีมตอบสนองทั้ง IERT และ AEMT จะมีฝ่ายสนับสนุนด้านการขนส่งที่จะประสานงานกับฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลาเพื่อขอความช่วยเหลือตามความเหมาะสม นอกจากนี้ โครงการฯ ยังมีเรือขนส่งพนักงาน (Crew Boats) ประจำอยู่ในพื้นที่โครงการฯ และมีเรือขนส่งอุปกรณ์ (Supply Boats) ที่ประจำอยู่ในพื้นที่สัมปทานในอ่าวไทยของบริษัทฯ ซึ่งมีอุปกรณ์ที่สามารถสูบน้ำทะเลเพื่อฉีดน้ำดับเพลิงไปยังบนแท่นได้ สามารถสนับสนุนได้ตลอดเวลาในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อย่างไรก็ตาม บนแท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัย มีระบบดับเพลิงที่พร้อมจะใช้ดับเพลิงบนแท่นได้อยู่แล้ว อาทิ ระบบน้ำดับเพลิง หัวฉีดน้ำดับเพลิง และถังดับเพลิง เป็นต้น

- ทีม AEMT จะเข้ามาควบคุมสถานการณ์ หากพบว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ส่งผลกระทบต่อระบบรุนแรงสูง เช่น เหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบให้ต้องหยุดการดำเนินงานเป็นเวลานาน หรือเป็นเหตุการณ์ที่ทรัพยากรในการตอบสนองที่มีอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุไม่เพียงพอ หรือทำให้เกิดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพในวงกว้างและเป็นเวลานาน เป็นต้น โดย AEMT จะสนับสนุนในการสั่งการ วางแผน และจัดหาทรัพยากรต่าง ๆ เพิ่มเติมให้กับทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และอาจพิจารณาขอความสนับสนุนจากทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของเซฟรอนที่บริษัทแม่ หรือหน่วยงานภายนอกได้



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-11 แผนผังองค์กรของทีมตอบสนองกรณีฉุกเฉินของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT)



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-12 ผังการปฏิบัติงานของทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ประเทศไทย

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565

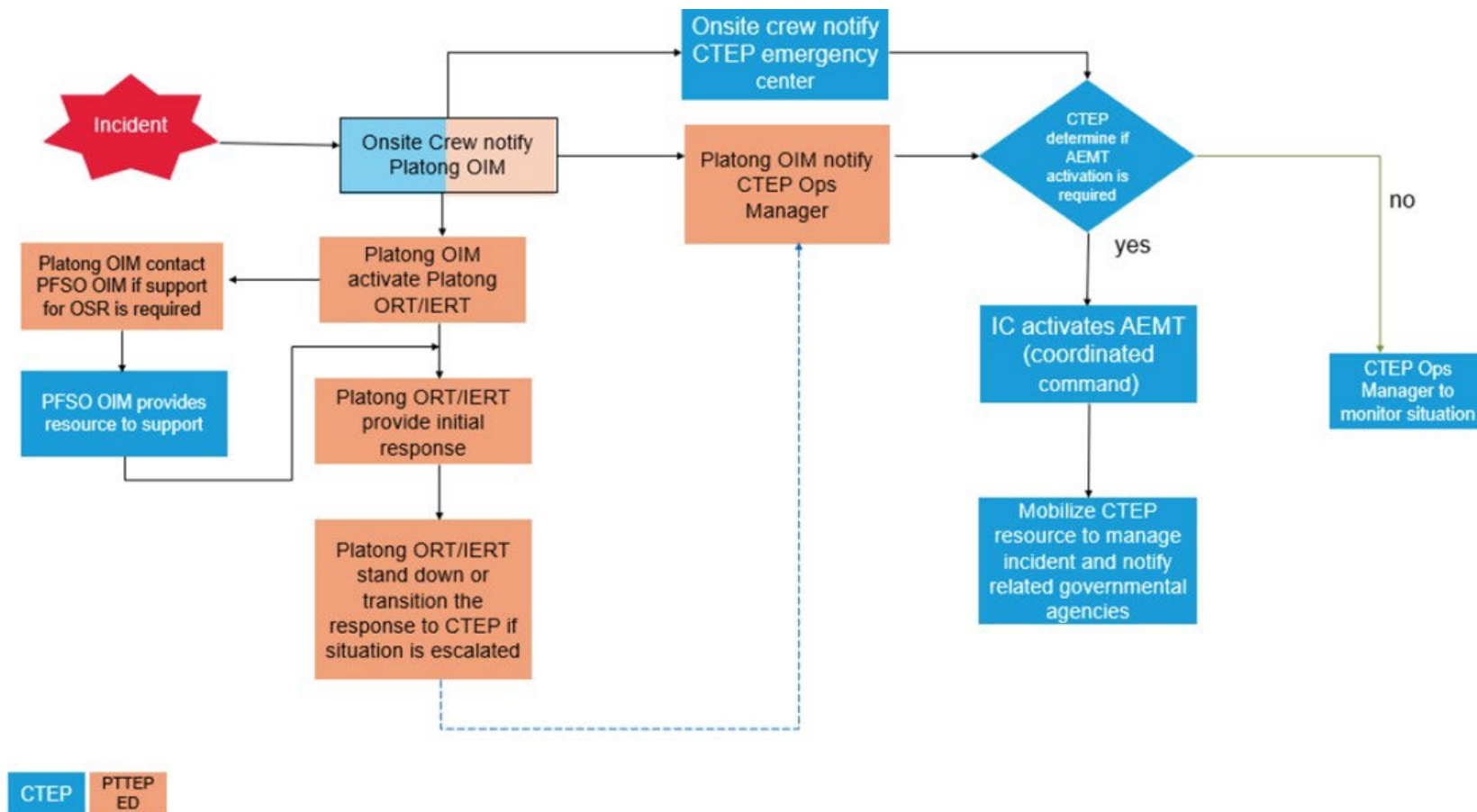
โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูทอง บริเวณอ่าวไทย

สำหรับการดำเนินงานช่วงหลังสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 มีขั้นตอนการแจ้งเหตุฉุกเฉินตาม Collaborative Emergency Response Plan for PFSO, Non-G1 Platforms and Platong Area ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED ดังแสดงในรูปที่ 1-13 เมื่อมีการแจ้งเหตุฉุกเฉินจากพื้นที่เกิดเหตุแล้ว การตอบสนองต่อเหตุการณ์ของบริษัท เชฟรอนฯ ยังคงมีการดำเนินงานเช่นเดียวกับช่วงก่อนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดแผนการตอบสนองเฉพาะสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้ ในระหว่างดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลดังนี้

- การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (หัวข้อ 1.3.6.1)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP) (หัวข้อ 1.3.6.2)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น (หัวข้อ 1.3.6.3)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโคลนกันของเรือ (หัวข้อ 1.3.3.4)
- อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.3.5)



รูปที่ 1-13 ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินช่วงหลังจากสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11

1.3.6.1 การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

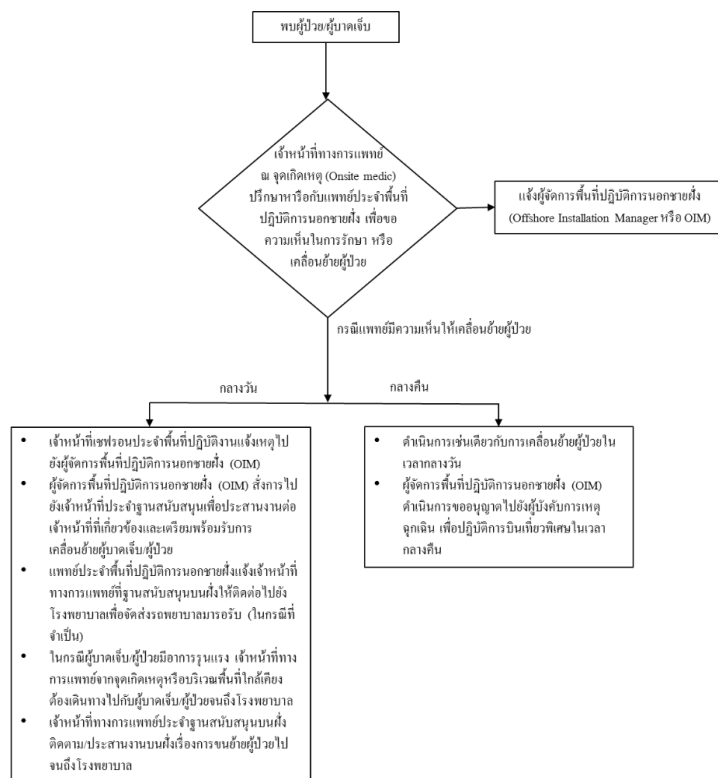
บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมบุคลากรและอุปกรณ์ทางการแพทย์ ประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ได้แก่ บุรุษพยาบาล (Medics) ซึ่งมีประจำในแต่ละแท่นผลิตกลาง และมีแพทย์ประจำที่แท่นผลิตกลางเอราวัณ และ/หรือปลาทอง รวมถึงจัดให้มีอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการรักษาและปฐมพยาบาลในเรือ แท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต แท่นผลิตกลาง และพื้นที่ปฏิบัติงานต่างๆ โดยพนักงานแต่ละคนรวมถึงพนักงานของผู้รับเหมา จะได้รับการฝึกอบรมให้มีความรู้ทางด้านการปฐมพยาบาลผู้ป่วยหรือ ผู้ได้รับอุบัติเหตุเบื้องต้น รวมถึงวิธีการติดต่อประสานงานและดำเนินการตามคำแนะนำของบุคลากรทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน (สำหรับแพทย์จะประจำอยู่ที่แท่นผลิตกลางเอราวัณ และ/หรือ ปลาทอง)

ในกรณีที่บุคลากรทางการแพทย์ไม่สามารถเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุได้แพทย์ที่ประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งประจำที่แท่นผลิตกลางเอราวัณและ/หรือ ปลาทอง จะเป็นผู้ตัดสินใจว่าจะต้องทำการขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาการให้บริการแล้วบนฝั่งหรือไม่ โดยมีการกำหนดรหัสการขนย้ายผู้ป่วยซึ่งเป็นรหัสที่เป็นที่เข้าใจระหว่างเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งและที่หน่วยงานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการแล้วบนฝั่ง เพื่อให้มีการเตรียมการรับมือได้อย่างเหมาะสม โดยมีรหัสการขนย้ายดังนี้

- รหัส 1 – อาการไม่รุนแรง (Not critical) สามารถไปโรงพยาบาล ด้วยรถของบริษัท
- รหัส 2 –อาการไม่รุนแรง (Not critical but urgent medical care is required) แต่ต้องการความช่วยเหลือทางการแพทย์ในการขนย้าย
- รหัส 3 – อาการรุนแรงแต่ไม่ถึงชีวิต (Patient in serious conditions, but not life threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง
- รหัส 4 – อาการรุนแรงและอาจถึงชีวิต (Patient in serious conditions, possibly life threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง
- รหัส 5 – ผู้ป่วยไม่มีสัญญาณชีพ (Patient with no vital signs) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลหรือสถานที่ทางเจ้าหน้าที่ตำรวจ กำหนด

โรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาดใหญ่ในจังหวัดสงขลา นครศรีธรรมราช และชลบุรี ที่มีระบบการให้บริการทางสาธารณสุขเพียงพอที่จะรองรับจำนวนพนักงานและเป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัท เชฟรอนฯ รวมถึงต้องมีระบบรองรับการขนย้ายผู้ป่วยด้วยเฮลิคอปเตอร์

การเคลื่อนย้ายผู้ป่วยจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมาบนฝั่งจะดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในคู่มือ TSP-10 Offshore Medical Emergency Evacuation โดยจะแบ่งเป็นกรณีกลางวัน และกลางคืน ซึ่งในช่วงกลางคืนจะต้องมีการขออนุญาตดำเนินการบินเที่ยวบินพิเศษด้วย ผังแสดงขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 1-14



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-14 ขั้นตอนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยของโครงการฯ

1.3.6.2 แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP)

บริษัท เชฟรอนฯ ได้พัฒนาแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (OSRP) เพื่อประยุกต์เข้ากับทุกกิจกรรมและการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ และผู้ร่วมทุนในแปลงสำรวจ เพื่อสนับสนุนการผลิต พัฒนา กักเก็บ และส่งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติจากทุกแปลงสำรวจในบริเวณอ่าวไทย ซึ่งรวมถึงพื้นที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ โดยแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันของบริษัท เชฟรอนฯ ได้พิจารณาถึงความสอดคล้องกับกฎหมายของประเทศไทย ได้แก่ แผนการป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ (พ.ศ. 2545) มาตรฐานการตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันระดับนานาชาติ และแนวทางตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ แบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่แหล่งน้ำออกเป็น 3 ระดับ สำหรับการประสานความร่วมมือเพื่อปฏิบัติการขจัดคราบน้ำมัน ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-8 การแบ่งระดับความรุนแรงของการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล

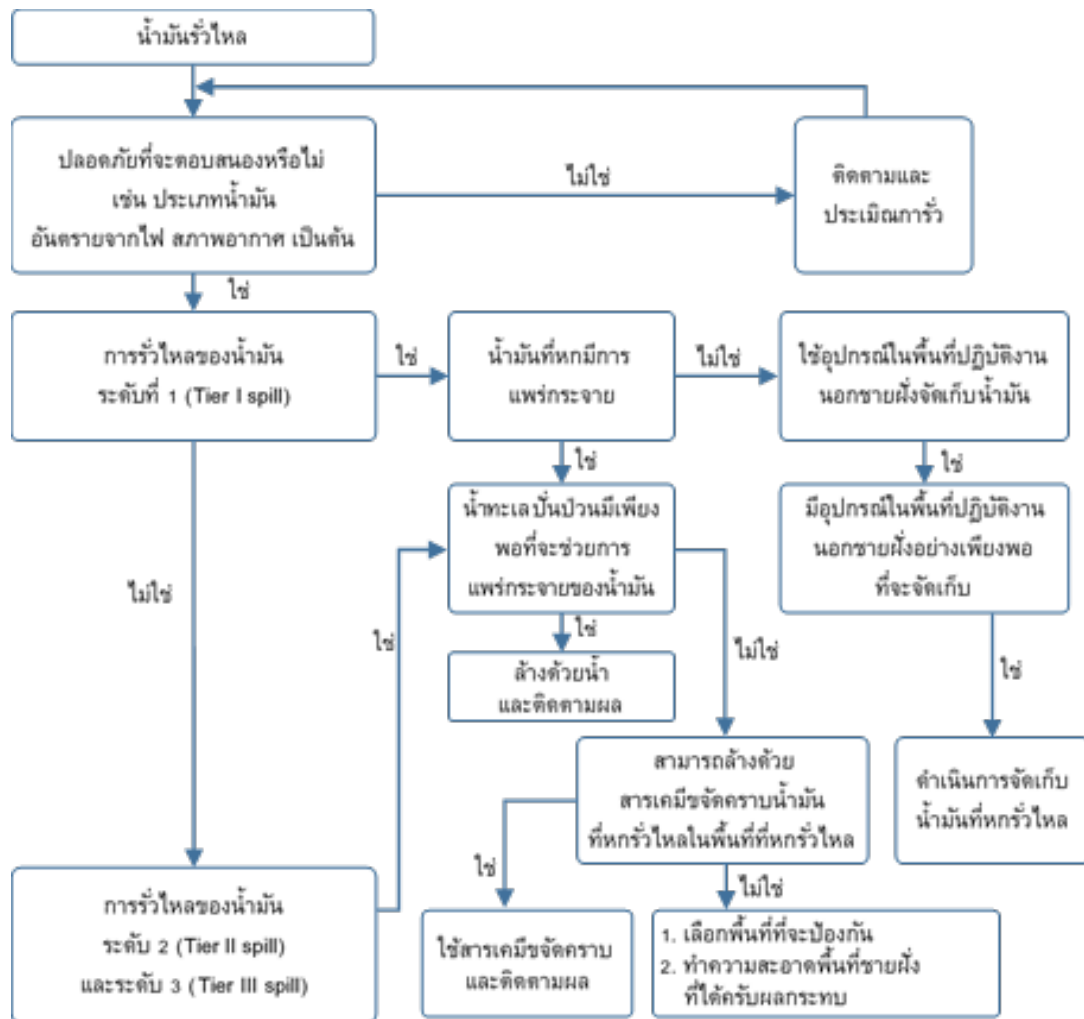
ระดับความรุนแรง ของเหตุการณ์	การแบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมัน
ระดับที่ 1 (Tier I)	น้ำมันรั่วไหลขนาดเล็ก ไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล) อาจเกิดจากกิจกรรมขนถ่ายน้ำมันบริเวณท่าเทียบเรือ เป็นต้น การดำเนินการจัดการน้ำมันในระดับนี้ เป็นความรับผิดชอบของหน่วยงานที่ก่อให้เกิดการรั่วไหล และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ ต้องแจ้งกรมการขนส่งทางน้ำและพาณิชยนาวี (ปัจจุบัน คือ กรมเจ้าท่า) ทราบในโอกาสแรก
ระดับที่ 2 (Tier II)	น้ำมันรั่วไหลขนาดกลาง ระหว่าง 20 - 1,000 ตัน (ระหว่าง 150 - 7,400 บาร์เรล) อาจเกิดจากอุบัติเหตุ เช่น เรือชนกัน เป็นต้น การดำเนินการจัดการน้ำมันในระดับนี้จะต้องมีการร่วมมือจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและภาคเอกชนภายในประเทศ ซึ่งจะต้องดำเนินการตามแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ หากเกินขีดความสามารถของทรัพยากรที่มีอยู่ อาจต้องขอรับการสนับสนุนจากต่างประเทศ
ระดับที่ 3 (Tier III)	การรั่วไหลของน้ำมันขนาดใหญ่ ปริมาณเกินกว่า 1,000 ตัน (เกินกว่า 7,400 บาร์เรล) อาจเกิดจากอุบัติเหตุที่รุนแรง การดำเนินการจัดการน้ำมันในระดับนี้ จำเป็นต้องขอการสนับสนุนเพิ่มเติมจากต่างประเทศ

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

แนวทางการรายงานเหตุการณ์ให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องรับทราบ ตามระดับการรั่วไหล ดังนี้

- การรั่วไหลระดับที่ 1: แจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และกรมเจ้าท่า ภายใน 24 ชม. หลังเกิดเหตุการณ์ รายงานเป็นหนังสือต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ภายใน 72 ชม. หลังเกิดเหตุการณ์
- การรั่วไหลระดับที่ 2 และ 3: แจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมเจ้าท่า กองทัพเรือ และศูนย์ประสานงานการปฏิบัติในการรักษาผลประโยชน์ของชาติทางทะเล (ศรชล.) ภายใน 1 ชม. หลังเกิดเหตุการณ์ รายงานเป็นหนังสือต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ภายใน 72 ชม. หลังเกิดเหตุการณ์

ทั้งนี้ เมื่อเกิดเหตุการณ์รั่วไหล บริษัท เชฟรอนฯ จะมีขั้นตอนการดำเนินงานตามแผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหล ดังแสดงใน รูปที่ 1-15



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-15 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน

ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์/บุคลากรในการตอบสนองเหตุรั่วไหลจากสถานที่ต่างๆ แสดงในตารางที่ 1-9

ตารางที่ 1-9 **ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันเข้าสู่พื้นที่โครงการฯ**

หน่วยงาน	พื้นที่ปฏิบัติการ	ระยะเวลาที่ใช้ในการเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุ
ภายในประเทศ		
สถานที่ปฏิบัติงานนอกฝั่งของบริษัทฯ	แท่นเจาะ เรือสนับสนุน และแท่นผลิตที่อยู่ใกล้เคียง	<1 ชม.
ผู้ประกอบการนอกฝั่งอื่นๆ ที่อยู่โดยรอบ	สถานที่ปฏิบัติงานบนแท่นผลิต	1 - 8 ชม.
สมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (Oil Industry Environmental Safety Group :IESG) และกรมเจ้าท่า	จังหวัดสงขลา	12 - 18 ชม.
IESG/กรมเจ้าท่า	จังหวัดชลบุรี/สมุทรปราการ	24 - 36 ชม.
ทวีปเอเชีย		
Oil Spill Response Limited (OSRL) Singapore	ประเทศสิงคโปร์	12 - 24 ชม.

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

1.3.6.3 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น

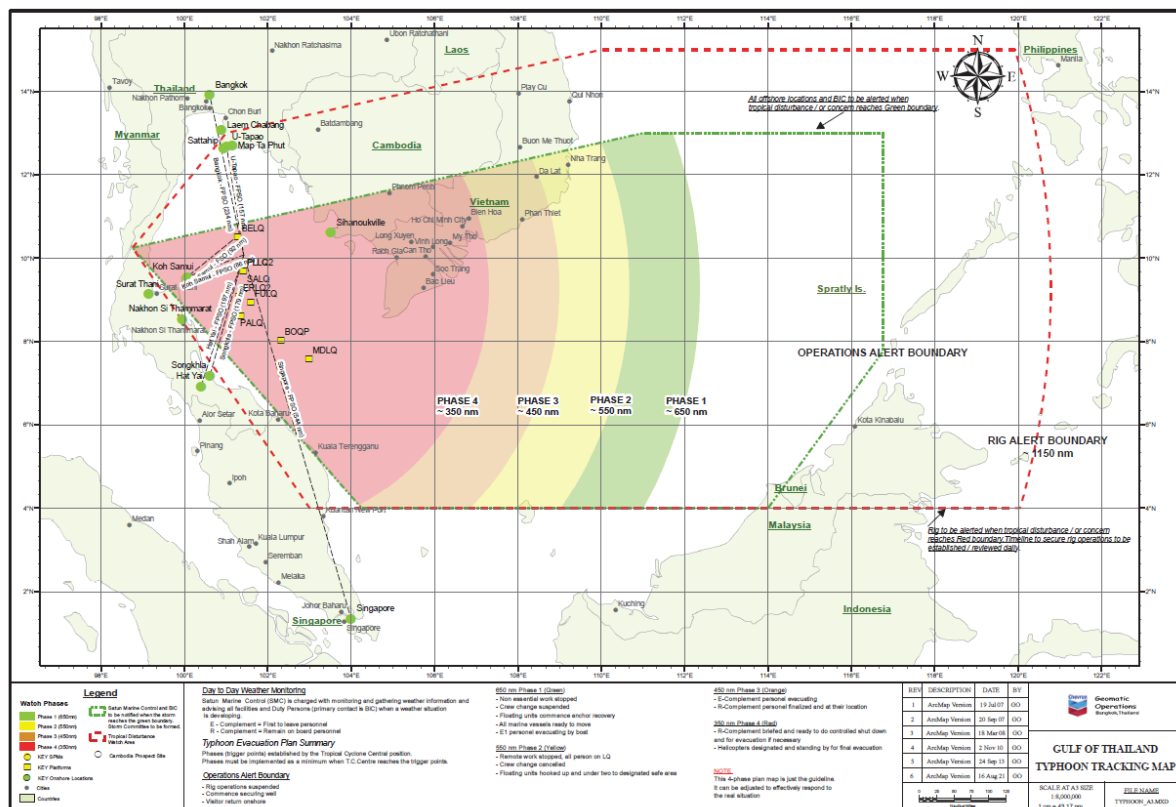
บริษัทฯ ได้จัดทำแนวทางการปฏิบัติในเหตุการณ์การเกิดพายุและไต้ฝุ่น สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง โดยวิธีการปฏิบัติเหล่านี้เป็นไปตามหลักการที่ว่า การป้องกันที่ดีที่สุดเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น คือ “การอพยพออก” เมื่อพิจารณาฤดูกาลเกิดพายุไต้ฝุ่นในอ่าวไทย จะอยู่ประมาณเดือนสิงหาคมถึงมกราคม ซึ่งข้อมูลที่ผ่านมาชี้ว่าสภาพอากาศที่ค่อนข้างเลวร้ายในอ่าวไทยอยู่ประมาณกลางเดือนตุลาคมถึงต้นเดือนมกราคม อย่างไรก็ตาม อาจมีพายุไต้ฝุ่นหรือสภาพอากาศที่เลวร้ายนอกเหนือเวลาที่กล่าวข้างต้นได้ ดังนั้น บริษัทฯ จึงได้จัดทำแนวทางปฏิบัติ (Guideline) ซึ่งควรนำไปประยุกต์ใช้ได้ตลอดทั้งปี

แนวทางปฏิบัติ (Guideline) ได้ถูกจัดทำขึ้นตามลำดับของการพัฒนาตัวของสภาพอากาศ เริ่มต้นจากการเกิดสภาพความปั่นป่วนของภูมิอากาศเป็นพายุดีเปรสชัน แล้วพัฒนาเป็นพายุโซนร้อน และเป็นพายุไต้ฝุ่นในที่สุด ซึ่งพายุไต้ฝุ่นสามารถเคลื่อนที่ด้วยความเร็ว 10 - 40 นอต ในช่วงระหว่างที่มีการก่อตัวเป็นพายุดีเปรสชัน บริษัท เชฟรอนฯ จะเริ่มกำหนดแผนและตารางเวลาเพื่อทำการหยุดการเจาะและระบบการผลิตชั่วคราว และทำการอพยพพนักงานออกจากพื้นที่ แนวทางปฏิบัติได้ระบุข้อกำหนดขั้นต่ำที่จะต้องปฏิบัติเท่าที่สามารถจะนำมาปฏิบัติได้ ทั้งนี้ การดำเนินการตามแผนเตือนภัยและอพยพกรณีเกิดไต้ฝุ่น จะตัดสินใจและสั่งการโดยผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Offshore Installation Manager)

แผนการอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น (Typhoon Evacuation Plan) จึงได้ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่นขึ้น แผนดังกล่าวมีการระบุสถานะของสถานการณ์ตั้งแต่สีเขียวจนกระทั่งถึงสีแดง โดยจะขึ้นอยู่กับระยะห่างของพายุดีเปรสชัน/พายุไต้ฝุ่นที่เกิดขึ้นกับบริเวณแผ่นดินรูปที่ 1-16 ซึ่งเป็นปัจจัยหลักในการพิจารณาแนวปฏิบัติที่ปลอดภัยและการตอบสนองกับ

สถานการณ์ดังกล่าว สำหรับผู้ปฏิบัติงานทั้งของบริษัทฯ และของบริษัทคู่สัญญา รวมถึงเป็นข้อมูลสำคัญในการตัดสินใจในการสละฐานปฏิบัติงาน

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้ติดตั้งอุปกรณ์พยากรณ์และตรวจติดตามพายุไต้ฝุ่นในช่วงฤดูมรสุม และจัดให้มีการรายงานสภาพอากาศทุกวัน รวมถึงจัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินสำหรับแต่ละพื้นที่ที่กรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะทำการอพยพ ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอทุกปี



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-16 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น

การดำเนินการที่สำคัญเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่นหรือพายุโซนร้อน สามารถแบ่งได้ตามตำแหน่งศูนย์กลางของพายุไต้ฝุ่นตามระยะห่างจากพื้นที่ปฏิบัติงานในอ่าวไทย ดังนี้

- **พื้นที่เฝ้าระวัง บริเวณสีขาว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 650 ไมล์ทะเล) ที่ยังคงปฏิบัติงานได้ตามปกติ โดยจะทำการเฝ้าระวังและติดตามการเคลื่อนตัวของพายุและประสานงานกับเจ้าหน้าที่บนฝั่งและระหว่างหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งอย่างต่อเนื่อง
- **โซนที่ 1 บริเวณสีเขียว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 550 ไมล์ทะเล จนถึง 650 ไมล์ทะเล) เริ่มปฏิบัติตามแผนอพยพของแต่ละหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง โดยหยุดการปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญ ขนส่งผู้

ที่มาเยี่ยมชมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งกลับขึ้นฝั่ง พร้อมทั้งเตรียมการอพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญบางส่วนขึ้นฝั่ง เลื่อนหรือชะลอการขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต และแท่นผลิตกลาง ทำการยึดพาหนะลอยน้ำ ถอนสมอเพื่อเตรียมพร้อมลากจูง เรือทุกลำเตรียมพร้อมเพื่อการเคลื่อนย้าย

- **โซนที่ 2 บริเวณสี่เหลี่ยม** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 450 ไมล์ทะเล จนถึง 550 ไมล์ทะเล) หยุดการปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตกลาง และให้พนักงานเดินทางกลับมายังแท่นพักอาศัยหรือเรือขนถ่ายและกักเก็บปิโตรเลียม ยกเลิกการขนส่งพนักงานเปลี่ยนกะ
- **โซนที่ 3 บริเวณสี่เหลี่ยม** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 350 ไมล์ทะเล จนถึง 450 ไมล์ทะเล) อพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญขึ้นฝั่งเพิ่มเติม โดยยังคงมีเจ้าหน้าที่ที่สำคัญด้านการสื่อสารปฏิบัติงานอยู่นอกฝั่ง ถอนสมอเรือและอุปกรณ์ลอยน้ำต่างๆ เพื่อเตรียมลากจูงไปยังพื้นที่ปลอดภัย
- **โซนที่ 4 บริเวณสี่เหลี่ยม** (ระยะทางจากฝั่งน้อยกว่าหรือเท่ากับ 350 ไมล์ทะเล) อพยพพนักงานเข้าสู่ฝั่งเกือบทั้งหมด ยกเว้นพนักงานที่สำคัญ ที่ยังประจำอยู่ในที่กำบังในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เสิร์คอปเตอร์อยู่ในสภาพพร้อมทำการอพยพ บุคลากรกลุ่มสุดท้ายที่ยังไม่ได้อพยพชักซ้อมความเข้าใจในวิธีการหยุดการผลิต และเตรียมความพร้อมสำหรับการอพยพ ถ้าจำเป็น

นอกจากนี้ ในช่วงเดือนกันยายนถึงตุลาคมในแต่ละปี พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งยังได้จัดให้มีการเตรียมความพร้อมต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น โดยการทบทวนแผน จัดเตรียมอุปกรณ์ที่จำเป็น และฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ไต้ฝุ่น ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับพนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงานในฐานะปฏิบัติการในกรณีเกิดเหตุการณ์ก่อนที่จะเข้าถึงช่วงฤดูมรสุมของทุกปี

1.3.6.4 แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์โดนกันของเรือ

เนื่องจากการดำเนินงานของโครงการฯ ส่วนใหญ่ เป็นการดำเนินงานนอกชายฝั่ง โดยต้องใช้เรือประเภทต่างๆ ปฏิบัติงาน ดังนั้น เรือที่ใช้จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ความปลอดภัยต่างๆ เช่น ระบบไฟสัญญาณ เป็นต้น ในการป้องกันการโดนกันของเรือ อีกทั้ง บริษัท เซฟรอนฯ ได้วางแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโดนกันของเรือขึ้นเป็นส่วนหนึ่งในแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินสำหรับตอบสนองในกรณีเกิดอุบัติเหตุขึ้น โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนที่สำคัญได้ดังต่อไปนี้

- ผู้ทราบหรือพบเหตุการณ์แจ้งต่อกัปตันเรือ
- บันทึกรายละเอียดของเหตุการณ์ที่พบ
- กัปตันแจ้งไปยัง ศูนย์ควบคุมและประสานกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (CPP Control Room Operator)
- ประเมินสถานการณ์เบื้องต้น
- หากเกิดเหตุการณ์อื่นร่วมด้วย อาทิ เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม ให้ดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์นั้นๆ

- กัปตันแจ้งหน่วยงานควบคุมการเดินเรือของบริษัทฯ (Marine Control)
- กัปตันแจ้งผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Offshore Installation Manager - OIM) ที่เกี่ยวข้องเพื่อทราบและแจ้งไปยังพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งที่อยู่ใกล้เคียง
- ให้ยืนยันว่าการปฏิบัติงานต่างๆ บนเรือยังสามารถดำเนินการได้
- ใช้สัญญาณเตือนให้ผู้ปฏิบัติงานรวมตัวยังจุดรวมพลที่กำหนด และอพยพถ้าจำเป็น (ตามแผนอพยพ)

1.3.6.5 อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน

นอกจากการเตรียมแผน บุคลากร และขั้นตอนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นต่างๆ แล้วในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง จะต้องจัดเตรียมอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยให้พร้อมสำหรับการใช้งานอยู่เสมอ ดังนี้

- ระบบตรวจจับและสัญญาณแจ้งเตือนเหตุการณ์การรั่วไหลของก๊าซ การเกิดเหตุเพลิงไหม้ และเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ
- อุปกรณ์การช่วยชีวิต
- อุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัยและผจญเพลิง

ทั้งนี้ การจัดเตรียมอุปกรณ์ต่างๆ ข้างต้นจะต้องพิจารณาให้เหมาะสมกับขนาดของพื้นที่ปฏิบัติงาน จำนวนพนักงาน และข้อกำหนดในกฎหมายและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ตามมาตรฐาน American Bureau of Shipping (ABS) และ International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS 1974) ตามมาตรฐานการเดินเรือนานาชาติ (Maritime Standards)

1.4 การเสนอรายงาน

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ 10, 10A, 11 และ 11A (แหล่งปลาทอง), แปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งชบา) และแปลงสำรวจ G4/48C (แหล่งยูงทอง) กำหนดให้บริษัท เชฟรอนฯ จัดทำและเสนอรายงานต่างๆ ดังนี้

ชนิดของรายงาน	กำหนดส่งรายงาน (พร้อมแนบบันทึกข้อมูล)	สพ.	ชช.
1. รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ปีละ 1 ครั้ง	1 ฉบับ พร้อม CD	1 ฉบับ พร้อม CD

ชนิดของรายงาน	กำหนดส่งรายงาน (พร้อมแผ่นบันทึกข้อมูล)	สพ.	ชธ.
2. รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบ คุณภาพสิ่งแวดล้อม	3 ปี 1 ครั้ง	ผนวกไว้ในเล่มเดียวกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติ ตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ สิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบ ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	

ดังนั้น บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานฉบับนี้ เพื่อเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2565 โดยจะจัดส่งรายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- สพ. จำนวน 1 ฉบับ พร้อม CD-ROM 1 ชุด
- ชธ. จำนวน 1 ฉบับ พร้อม CD-ROM 1 ชุด

1.4.1 การนำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในรายงานฉบับนี้

ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในแต่ละส่วนจะมีการนำเสนอในรูปแบบดังต่อไปนี้

- ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม - ผลการตรวจประเมินได้ถูกจัดทำขึ้นในรูปแบบตารางสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อระบุถึงรายละเอียดการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประสิทธิภาพของการดำเนินการ และหลักฐานแสดงผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ตลอดจนปัญหา อุปสรรค และแนวทางการแก้ไขในกรณีที่โครงการฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรการฯ ได้ โดยแสดงไว้ใน **บทที่ 2** ของรายงานฉบับนี้
- การปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม - ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ได้ถูกจัดทำขึ้นในรูปแบบของตารางสรุปความสอดคล้องของการปฏิบัติงานตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมทั้งมีการนำเสนอรายละเอียดการตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในแต่ละประเด็น โดยแสดงไว้ใน **บทที่ 3 และบทที่ 4** ของรายงานฉบับนี้