

1 บทนำ

บริษัท เซฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (หรือ บริษัท เซฟรอนฯ) ได้ดำเนินโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปลาทอง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10, 10A, 11 และ 11A โดยขอบข่ายของการพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปลาทองครอบคลุมถึงแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่ใกล้เคียง ได้แก่ แหล่งชบา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งยุงทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ซึ่งมีการเชื่อมต่อระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลกับแหล่งปิโตรเลียมดังกล่าว เพื่อขนส่งปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่ศูนย์กลางการผลิตปลาทอง ทั้งนี้ การดำเนินงานดังกล่าวเป็นไปตามรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฯ) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจ และ/หรือ ผลิตปิโตรเลียม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) 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) รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบและพื้นที่ผลิตจามจรีใต้ 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 ในส่วนพื้นที่ผลิตจามจรีใต้ ทางบริษัทเซฟรอน ได้คืนพื้นที่ผลิตดังกล่าวให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ตั้งแต่วันที่ 21 กันยายน พ.ศ. 2554 ตามหนังสือของ ชธ. 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

บริษัท เซฟรอนฯ ได้พัฒนาโครงสร้างต่างๆ และดำเนินกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมพร้อมทั้งปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบตามที่ได้รับความเห็นชอบในรายงานฯ มาอย่างต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาผลิตตามสัญญาสัมปทานของแปลงสำรวจหมายเลข 10 และ 11 เมื่อวันที่ 23 เมษายน 2565 โดยแปลงสำรวจดังกล่าวได้เปลี่ยนเป็นแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยบริษัท ปตท.สผ. เอเนอร์ยี ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด (PTTEP ED) ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 เป็นต้นมา ทั้งนี้ บริษัท เซฟรอนฯ ยังคงดำเนินการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A และ B8/32 ต่อไป และบริษัท เซฟรอนฯ ได้ยื่นขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ รวมทั้งมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม เพื่อให้สอดคล้องกับขอบเขตการดำเนินงานที่เหลืออยู่ในปัจจุบันของบริษัท เซฟรอนฯ และได้รับความเห็นชอบจาก ชธ. รวมทั้งรับทราบโดยคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ซึ่งสรุปได้ดังนี้

- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 และโครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 ได้รับความเห็นชอบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามหนังสือที่ พน 0308/1797 ลงวันที่ 30 มิถุนายน 2566 จากนั้นคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติรับทราบในการประชุมครั้งที่ 6/2566 เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2566 โดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ) มีหนังสือแจ้งมายังบริษัท เซฟรอนฯ ดังนี้
 - หนังสือที่ ทส 1009.2/14481 ลงวันที่ 18 สิงหาคม 2566 แจ้งผลการพิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียม บล็อก 10, 10A และ 11 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

- หนังสือที่ ทส 1009.2/14433 ลงวันที่ 18 สิงหาคม 2566 แจ้งผลการพิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 ของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10, 10A และ 11 บริเวณอ่าวไทย
- หนังสือที่ ทส 1009.2/14434 ลงวันที่ 18 สิงหาคม 2566 แจ้งผลการพิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด แหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานปิโตรเลียม หมายเลข 10, 10A 11 และ 11A บริเวณอ่าวไทย
- โครงการพัฒนาปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขาและพื้นที่ผลิตจามจู้ได้ ได้รับความเห็นชอบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการจาก ชร. ตามหนังสือที่ พน 0308/3029 ลงวันที่ 31 ตุลาคม 2566 จากนั้นคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติรับทราบในการประชุมครั้งที่ 8/2566 เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2566 โดย สผ ได้แจ้งให้บริษัท เซฟรอนฯ ทราบ ตามหนังสือที่ ทส 10092/24532 ลงวันที่ 19 ธันวาคม 2566

ทั้งนี้ บริษัท เซฟรอนฯ ไม่ได้แจ้งขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการสำหรับแปลงสำรวจหมายเลข G4/48 เนื่องจากบริษัท เซฟรอนฯ ได้หยุดการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตขงทองตั้งแต่เดือนเมษายน พ.ศ. 2566 จึงไม่มีการส่งปิโตรเลียมไปยังศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างขอความเห็นชอบในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งสำหรับกิจการผลิตปิโตรเลียมจาก ชร.

ตามที่ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้กำหนดให้บริษัท เซฟรอนฯ ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียม โดยจะต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ดังแสดงใน **ภาคผนวก 1**) ที่ได้รับการพิจารณาเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด และจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าวเพื่อเสนอต่อ สผ. และ ชร. ทุกปี

บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2566 เพื่อเสนอต่อ สผ. และ ชร.

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)

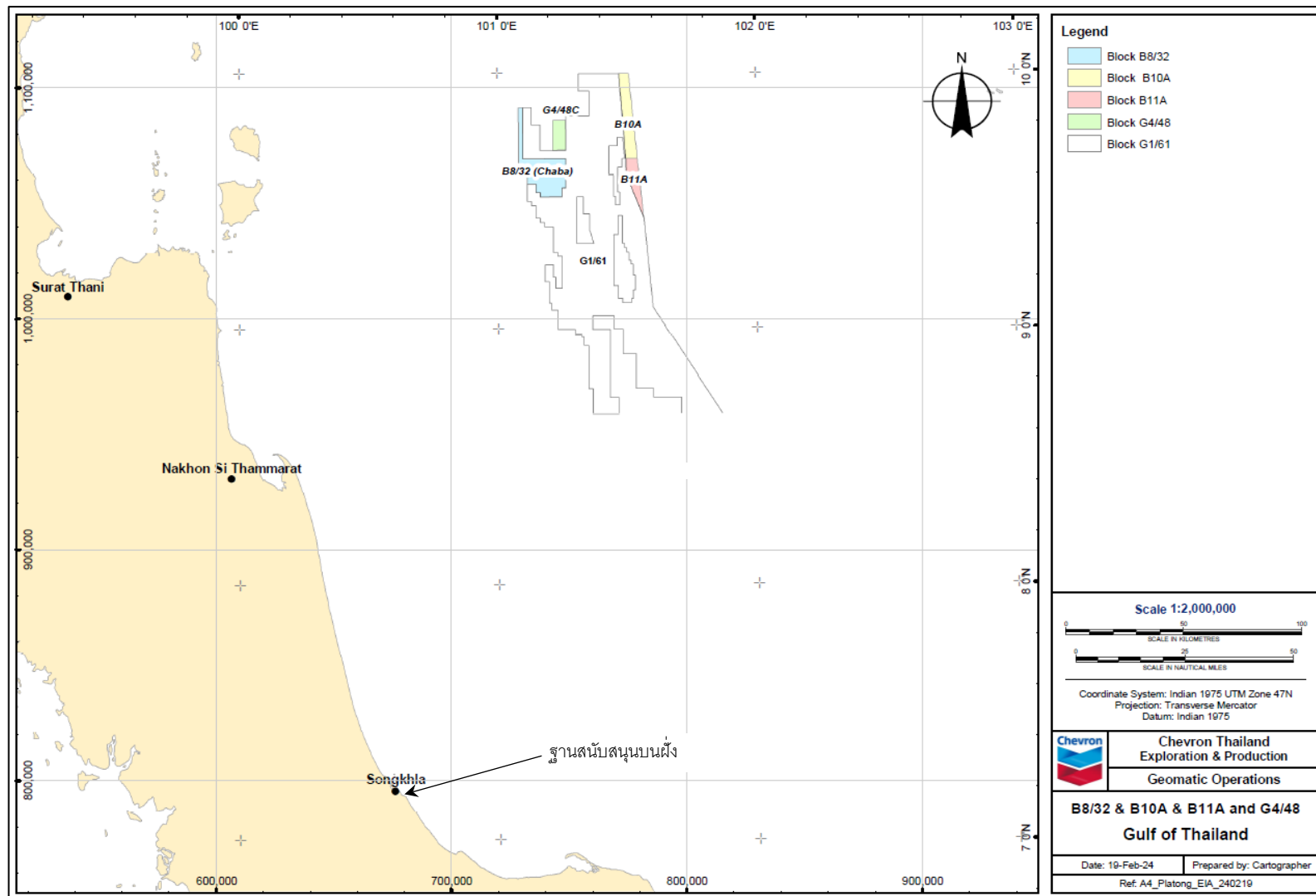
1.2.1.2 สถานที่ตั้งโครงการฯ

- 1) แหล่งปลาทอง ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 10A และ 11A (เดิมเรียกว่าแปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข 10A และ 11A บริเวณอ่าวไทย โดยมีการเปลี่ยนแปลงการเรียกชื่อตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) ซึ่งอยู่ห่างจากจังหวัดสงขลาไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ 280 กิโลเมตร และห่างจากอำเภอสตูล จังหวัดสตูล 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 G4/48A G4/48B 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 จำกัด
- 2) แหล่งชบา : บริษัท เซฟรอน (ออฟชอร์) ประเทศไทย จำกัด
- 3) แหล่งยูงทอง : บริษัท เซฟรอนโปรดักส์ จำกัด

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



รูปที่ 1-1 ที่ตั้งโครงการฯ

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขลุ่ยทอง บริเวณอ่าวไทย

1.2.1.4 วันที่รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ

- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 13/2544 เมื่อวันที่ 24 กรกฎาคม พ.ศ. 2544 และรับทราบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในการประชุมครั้งที่ 6/2566 เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2566
- โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 5/2547 เมื่อวันที่ 8 กันยายน พ.ศ. 2547 และรับทราบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในการประชุมครั้งที่ 6/2566 เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2566
- โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 19/2551 เมื่อวันที่ 20 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551 และรับทราบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในการประชุมครั้งที่ 6/2566 เมื่อวันที่ 11 สิงหาคม 2566
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหาและพื้นที่ผลิตจามจู้ใต้ – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 3/2551 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2551 และรับทราบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในการประชุมครั้งที่ 8/2566 เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2566
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหาและพื้นที่ผลิตขบหา – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 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
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหาและพื้นที่ผลิตจามจู้ใต้ พ.ศ. 2552 – ปัจจุบัน
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหา 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 |

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบหา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบหา บริเวณอ่าวไทย

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบว และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขงทอง บริเวณอ่าวไทย

| การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ | เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ |
|---|------------------------|
| 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 | กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2566 | กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2567 | มกราคม พ.ศ. 2568 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2568 (รายงานฉบับนี้) | มกราคม พ.ศ. 2569 |
| แหล่งข้อมูล | |
| การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 1 ปี พ.ศ. 2553 - 2554 | เมษายน พ.ศ. 2556 |
| การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่ 2 ปี พ.ศ. 2555 | ธันวาคม 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 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2564 | กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2565 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2565 | กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2566 | กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2567 | มกราคม พ.ศ. 2568 |
| รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2568 (รายงานฉบับนี้) | มกราคม พ.ศ. 2569 |

1.2.2 องค์ประกอบของโครงการฯ

ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2564 ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมเพียงแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตขบ (แปลงสำรวจ B8/32) และ พื้นที่ผลิตยูทง (แปลงสำรวจ G4/48) โดยปีโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในพื้นที่เหล่านี้ยังคงถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งเป็นไปตาม Joint Utilization Facility Agreement (JUFA) และ Operation and Maintenance Support Agreement (O&M Support Agreement) ระหว่างบริษัท เซฟรอนฯ กับ PTTEP ED โดยสรุปองค์ประกอบของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบหลังเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ได้ดังต่อไปนี้

1.2.2.1 แหล่งปลาทอง

1.2.2.1(1) โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1

กิจกรรมการพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบที่เสนอไว้ในรายงานฯ ของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 1 ประกอบด้วยโครงสร้างดังนี้

- แท่นหลุมผลิต 2 แท่น ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A ได้แก่ YAWC และ YAWE
- ท่อขนส่งใต้ทะเล 2 แนวท่อ เพื่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิต ณ ศูนย์ปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED
- ระบบยึดโยงเรือ และเรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียมปัตตานี (Pattani Floating Storage and Offloading หรือ PFSO) ซึ่งอยู่ในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61 (ดำเนินการรื้อถอนในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2567 ตามความเห็นชอบของ ชร. ดังรายละเอียดในหัวข้อ 1.2.3.4)

1.2.2.1(2) โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2

กิจกรรมการพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบที่เสนอไว้ในรายงานฯ ของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 ประกอบด้วย โครงสร้าง ดังนี้

- แท่นหลุมผลิตในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A ประกอบด้วยแท่นหลุมผลิตในปัจจุบัน 3 แท่น ได้แก่ YAWF YAWG และ YAWI และแท่นหลุมผลิตที่อาจจะติดตั้งในอนาคต 2 แท่น หากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม
- ท่อขนส่งใต้ทะเลในปัจจุบัน 4 แนวท่อ เพื่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิต ณ ศูนย์ปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED และท่อขนส่งใต้ทะเลที่อาจจะติดตั้งในอนาคตเพื่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่เข้ากับระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมในปัจจุบัน หากมีปริมาณปิโตรเลียมมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม

1.2.2.1(3) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2

กิจกรรมการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่เสนอไว้ในรายงานฯ ของโครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติแหล่งปลาทอง ระยะที่ 2 ประกอบด้วยโครงสร้างดังนี้

- แท่นหลุมผลิตในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A และ 11A ประกอบด้วยแท่นหลุมผลิตในปัจจุบัน 2 แท่น ได้แก่ ETWA และ ETWB และแท่นหลุมผลิตที่อาจจะติดตั้งในอนาคต 17 แท่น หากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม

- ท่อขนส่งได้ทะเลในปัจจุบัน 2 แนวท่อ เพื่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิต ณ ศูนย์ปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED และท่อขนส่งได้ทะเลที่อาจจะติดตั้งในอนาคตเพื่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่เข้ากับระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมในปัจจุบัน หากมีปริมาณปิโตรเลียมมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม

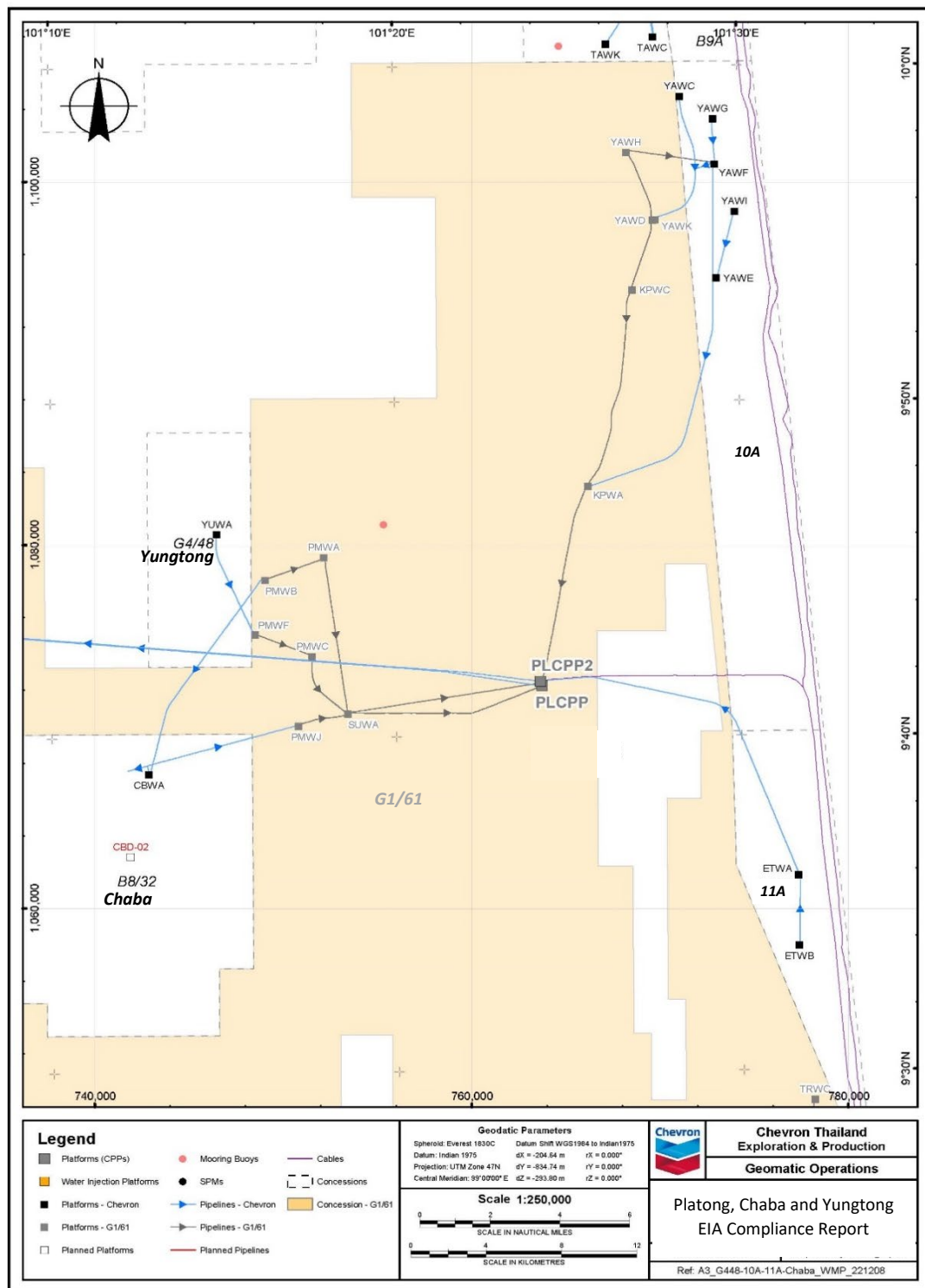
1.2.2.2 แหล่งขบ

การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งขบ ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย แท่นหลุมผลิตในปัจจุบัน 1 แท่น ได้แก่ CBWA และแท่นหลุมผลิตที่อาจจะติดตั้งในอนาคต 5 แท่น หากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม รวมถึงระบบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลในปัจจุบัน 2 แนวท่อ และท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลที่อาจจะติดตั้งในอนาคตหากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลของศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED เพื่อนำปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งขบไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

1.2.2.3 แหล่งยูงทอง

การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งยูงทอง ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย การติดตั้งแท่นหลุมผลิตจำนวนรวมทั้งสิ้น 3 แท่น โดยการดำเนินงานที่ผ่านมาได้ติดตั้งแท่นหลุมผลิต 1 แท่น ได้แก่ YUWA และระบบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเล ซึ่งเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมได้ทะเลของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง เพื่อนำปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งยูงทองไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

ภาพรวมองค์ประกอบของโครงการ และการเชื่อมโยงการขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งขบ และแหล่งยูงทอง ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED ตามที่อธิบายในหัวข้อ 1.2.2.1 ถึง 1.2.2.3 แสดงดังรูปที่ 1-2



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2569)

หมายเหตุ: CTEP Facilities Schematic Diagram as of January 2026. Pattani FSO and associated subsea installations were decommissioned in March 2024.

รูปที่ 1-2 ตำแหน่งที่ตั้งภาพรวมขององค์ประกอบต่างๆ ในแปลงสำรวจ 10A, 11A, พื้นที่ผลิตชบา (แปลงสำรวจ B8/32) และพื้นที่ผลิตยุงทอง (แปลงสำรวจ G4/48) และการเชื่อมต่อกับศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61

1.2.3 กิจกรรมของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอรายละเอียดกิจกรรมที่ผ่านมาของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงานของโครงการฯ ภายในปี พ.ศ. 2568 กิจกรรมของโครงการฯ แบ่งเป็น 4 กิจกรรมหลัก ดังนี้

- การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และระบบท่อส่งใต้ทะเล (หัวข้อ 1.2.3.1)
- การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต (หัวข้อ 1.2.3.2)
- การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง (หัวข้อ 1.2.3.3)
- การรื้อถอนสิ่งติดตั้ง (หัวข้อ 1.2.3.4)

1.2.3.1 การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และระบบท่อส่งใต้ทะเล

ในปี พ.ศ. 2568 ไม่มีการดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตหรือท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติมสำหรับแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งขบในแปลงสำรวจหมายเลข B8/32 และแหล่งยูงทองในแปลงสำรวจหมายเลข G4/43

1.2.3.2 การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต

ในปี พ.ศ. 2568 ไม่มีการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมสำหรับแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งขบในแปลงสำรวจหมายเลข B8/32 และแหล่งยูงทองในแปลงสำรวจหมายเลข G4/43

1.2.3.3 การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต

ปิโตรเลียมจากหลุมผลิตถูกส่งขึ้นมาตามท่อขึ้นเข้าสู่ระบบทดสอบและเพิ่มแรงดันเพื่อส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นผลิตกลางที่ศูนย์กลางปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 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 (อุปกรณ์ที่ใช้ในการทำทำความสะอาดภายในท่อ) เข้าและออกจากท่อได้ทะเลและเนื่องจากกระสวยสามารถใช้ได้ในทั้งสองทิศทาง จึงจำเป็นต้องมีทั้งส่วนรับและส่วนส่งกระสวยอยู่บนแท่นหลุมผลิตเดียวกัน
- ระบบสาธารณูปโภคและสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ (Stand-alone Utilities) ประกอบด้วย ระบบกำเนิดไฟฟ้า ไฟแสงสว่าง เครื่องสูบน้ำ และเครื่องเพิ่มแรงดันลม

แท่นหลุมผลิตในขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ ในปี พ.ศ. 2568 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 โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูงทอง มีจำนวน 1 แท่น (อยู่ในพื้นที่ผลิตยูงทอง แปลงสำรวจหมายเลข G4/48)

1.2.3.4 การรื้อถอนสิ่งติดตั้ง

การรื้อถอนสิ่งติดตั้งดำเนินการตามแผนงานและมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบจาก ชร. ทั้งนี้ในปี พ.ศ. 2568 มีการดำเนินงานที่เกี่ยวกับการรื้อถอน ดังนี้

- การหยุดผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตยูงทอง: โดยบริษัท เซฟรอนฯ ได้หยุดการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต YUWA ตั้งแต่เดือนเมษายน พ.ศ. 2566 จึงไม่มีการส่งปิโตรเลียมจากแท่นดังกล่าวไปยังศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 และได้เข้าสู่กระบวนการขอความเห็นชอบในการรื้อถอนแท่นหลุมผลิต YUWA และท่อขนส่งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้อง โดยยื่นแผนงานการรื้อถอนเบื้องต้นสำหรับสิ่งติดตั้งที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมแปลงสำรวจหมายเลข G4/48 ต่อ ชร. ในเดือนกันยายน พ.ศ. 2568 มี production ปลาหมึก B, F

1.3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ

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

ตารางที่ 1-1 แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและแผนการดำเนินงาน

| แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม ของโครงการฯ | หน่วยงานผู้รับผิดชอบ | ระยะการดำเนินงานของ โครงการฯ | | |
|---|--|--|------------------------------------|-------------------|
| | | การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และระบบท่อส่งใต้ทะเล | การเจาะหลุมผลิตที่ แท่นหลุมผลิต | การผลิตปิโตรเลียม |
| แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม | | | | |
| แผนการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ | ฝ่ายควบคุมการเจาะ | | ✓ | |
| แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต | วิศวกรปิโตรเลียมของโครงการฯ ^{1/} | | | ✓ |
| แผนการจัดการระบบระบายน้ำ | หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{1/} | ✓ | ✓ | ✓ |
| แผนการจัดการของเสีย | ฝ่ายความปลอดภัย สุขภาพ และสิ่งแวดล้อม | ✓ | ✓ | ✓ |
| แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุ ใต้ฝุ่น | หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/} | ✓ | ✓ | ✓ |
| แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การพลุ่ง | ฝ่ายควบคุมการเจาะ ^{2/} | | ✓ | |
| แผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ | หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/} | ✓ | ✓ | ✓ |
| แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การรั่วไหล ของน้ำมันดิบ | หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{2/} | ✓ | ✓ | ✓ |
| แผนการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม | | | | |
| การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำจาก กระบวนการผลิต | หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งแหล่งปลาทอง ^{1/} | | | ✓ |
| การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเล คุณภาพ ตะกอนพื้นทะเล แพลงก์ตอน สัตว์หน้าดิน และปริมาณโลหะที่สะสมในเนื้อเยื่อปลา | ฝ่ายความปลอดภัย สุขภาพ และสิ่งแวดล้อม | | | ✓ |

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

^{2/} หน่วยงานผู้รับผิดชอบเป็นไปตาม Collaborative Emergency Response Plan for Non-G1 Platforms and Platong Area ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED

รายละเอียดของแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม สรุปได้ดังหัวข้อต่อไปนี้

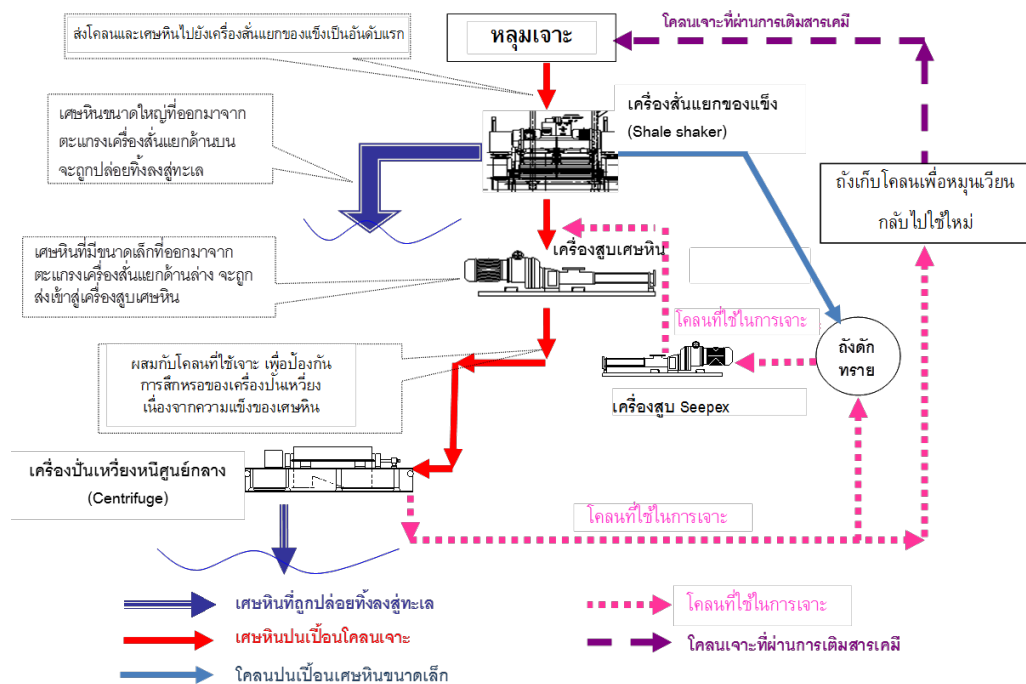
- การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ (หัวข้อ 1.3.1)
- การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (หัวข้อ 1.3.2)

- การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลายทาง และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ (หัวข้อ 1.3.3)
- การจัดการมลสารทางอากาศ (หัวข้อ 1.3.4)
- การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ (หัวข้อ 1.3.5)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.6)

1.3.1 การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ

การจัดการโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะด้วยระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ มีวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินเพื่อหมุนเวียนโคลนเจาะกลับมาใช้ใหม่ให้ได้มากที่สุด และเพื่อลดปริมาณโคลนที่จะติดไปกับเศษหินที่จะปล่อยลงสู่ทะเล โดยมีขั้นตอนดังแสดงใน รูปที่ 1-3 และสรุปได้ดังนี้

- 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, 2564

รูปที่ 1-3 แผนผังของระบบจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะบนแท่นเจาะ

การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสำหรับแต่ละช่วงหลุมจะสามารถสรุปได้ดังแสดงใน ตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 การจัดการเศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ

| ช่วงหลุม | กิจกรรม | ของเหลวที่ใช้ | การจัดการ |
|----------------------|-----------------------------------|---------------|--|
| การเจาะหลุมระดับบน | การเจาะ และการทำ ความสะอาดหลุม | WBM | — เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจะไหลผ่านท่อกรุขึ้นมาบน แท่นเจาะ เพื่อทำการเก็บตัวอย่างก่อนที่จะปล่อยทิ้งผ่านทางท่อที่ ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด |
| การเจาะหลุมระดับกลาง | การเจาะ | น้ำทะเล | <ul style="list-style-type: none"> — เศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะ (หรือทำความสะอาดหลุม) จะ ถูกนำกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อแยกโคลนเจาะชนิด WBM ออก จากเศษหินที่ระบบควบคุมของแท่นบนแท่นเจาะโดยเครื่องต้น แยกของแข็ง — เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล ผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลง — โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นจะถูก นำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ — ในการทำความสะอาดหลุม โคลนเจาะชนิด WBM ที่แยกได้จาก ระบบควบคุมของแท่นจะนำมาทำความสะอาดหลุมเดิมอีกครั้ง ภายหลังจากการทำความสะอาดแล้วเสร็จ จะปล่อยลงสู่ทะเล ผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด |

ตารางที่ 1-2 การจัดการเศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ

| ช่วงหลุม | กิจกรรม | ของเหลวที่ใช้ | การจัดการ |
|----------------------|-------------------------------|---------------|--|
| | การทำความสะอาดหลุม | WBM | — เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจะไหลผ่านท่อกรุขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อทำการเก็บตัวอย่างก่อนที่จะปล่อยทิ้งผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด |
| การเจาะหลุมระดับล่าง | การเจาะ และการทำความสะอาดหลุม | SBM | <ul style="list-style-type: none"> — เศษหินและโคลนเจาะชนิด SBM จะถูกนำกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะเพื่อแยกโคลนเจาะชนิด SBM ออกจากเศษหินที่ระบบควบคุมของแท่นเจาะ — เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นจะถูกลอยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตรจากระดับน้ำลงต่ำสุด — โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่น จะถูกนำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเลโดยตรง |

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

หมายเหตุ: WBM หมายถึง Water Based Mud หรือ โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก

SBM หมายถึง Synthetic Based Mud หรือ โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก

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

1.3.2 การจัดการน้ำจากระบบการผลิต

ปิโตรเลียมสามสถานะจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ถูกส่งไปเข้ากระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์ปลาทอง ในแปลงสำรวจ G1/61 ซึ่งน้ำจากระบบการผลิตจะเกิดขึ้นและถูกอัดกลับในแปลงสำรวจดังกล่าวโดย PTTEP ED เป็นผู้ดำเนินการแยกน้ำจากระบบการผลิตที่เกิดจากปิโตรเลียมสามสถานะที่ส่งมาจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ และอัดกลับน้ำจากระบบการผลิตดังกล่าว ซึ่งเป็นไปตาม Operation and Maintenance Support Agreement for Block 10A and 11A, B8/32 Non Tantawan Area and Block G4/48 ระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ กับ PTTEP ED โดยบริษัท เชฟรอนฯ จะนำส่งรายงานปริมาณน้ำจากระบบการผลิตในสัดส่วนที่เกิดจากโครงการฯ ซึ่งถูกจัดการที่แท่นผลิตกลางในแปลงสำรวจ G1/61 ให้ ช.ร. เป็นรายเดือน ดังรายละเอียดในภาคผนวก 7

1.3.3 การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ

1.3.3.1 การจัดการน้ำเสียบนแท่นเจาะ และเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ

1.3.3.1(1) น้ำปนเปื้อนน้ำมัน

น้ำปนเปื้อนน้ำมันมีโอกาสเกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินงานของโครงการฯ โดยมีวิธีการจัดการน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมันจากแหล่งต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 1-3

ตารางที่ 1-3 แหล่งที่มาของน้ำปนเปื้อนน้ำมัน และระบบการจัดการ

| แหล่งกำเนิด / ประเภท | วิธีการจัดการ |
|---|---|
| เรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ | |
| น้ำได้ทิ้งเรือ 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 |
| น้ำที่ระบายจากชั้นคาคีฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน | <ul style="list-style-type: none"> หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย |
| แท่นเจาะ | |
| น้ำจากพื้นที่วางเครื่องจักร และเครื่องยนต์ต่างๆ (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 จะรวบรวมน้ำปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่อง และพื้นที่วางเครื่องจักร เครื่องยนต์ต่างๆ เก็บไว้ในถังเก็บบนแท่นเจาะ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และกำจัดเช่นเดียวกับน้ำมันใช้แล้วต่อไป น้ำมันที่ได้จากการแยกจะเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป |
| น้ำที่ระบายจากชั้นคาคีฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน | <ul style="list-style-type: none"> หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะดูดซับด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อนำไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย |

ตารางที่ 1-3 แหล่งที่มาของน้ำปนเปื้อนน้ำมัน และระบบการจัดการ

| แหล่งกำเนิด / ประเภท | วิธีการจัดการ |
|--|---|
| น้ำปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดอุปกรณ์ | — รวบรวมเก็บไว้ในถังเก็บและบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่ง และนำไปกำจัดโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป |

1.3.3.1(2) สิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

แหล่งที่มาของสิ่งปฏิกูล (Sewage) ได้แก่ ของเสียจากร่างกายมนุษย์จากห้องสุขา และแหล่งที่มาของน้ำทิ้งจากการอุปโภคบริโภค (Gray Water) ได้แก่ ห้องอาบน้ำ อ่างล้างมือ บริเวณซักล้าง และห้องครัว โดยจะเกิดขึ้นในเรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ ทั้งนี้ ไม่มีพนักงานประจำบนแท่นหลุมผลิต

ระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคของที่พักอาศัยในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ สามารถสรุปได้ ดังแสดงในตารางที่ 1-4

ตารางที่ 1-4 การจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค

| แหล่งกำเนิดสิ่งปฏิกูล และน้ำเสีย | การจัดการสิ่งปฏิกูล | การจัดการน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค |
|---|--|------------------------------------|
| แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดมากกว่า 400 ตันกรอสส์ | บำบัดสิ่งปฏิกูลขึ้นดิน ก่อนปล่อยน้ำทิ้งลงสู่ทะเล | ระบายลงสู่ทะเลโดยตรง |
| เรือสนับสนุนที่มีขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ | ระบายลงสู่ทะเล โดยห้ามมิให้ปล่อยทิ้งในระยะ 12 ไมล์ทะเลจากชายฝั่ง | ระบายลงสู่ทะเลโดยตรง |

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

1.3.4 การจัดการมลสารทางอากาศ

กิจกรรมในระยะดำเนินการผลิตของโครงการผลิตปิโตรเลียมจากแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งขบหา และแหล่งขุดทอง มีแหล่งกำเนิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ มีดังนี้

- กิจกรรมและอุปกรณ์ต่างๆ ที่แท่นหลุมผลิต 9 แท่น ในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A แหล่งขบหา (แปลงสำรวจหมายเลข B8/32) และแหล่งขุดทอง (แปลงสำรวจหมายเลข G4/48) ซึ่งรวมถึงการใช้ Well Unloading Unit สำหรับลดแรงดันที่ปากหลุมผลิต เพื่อช่วยเพิ่มอัตราการผลิตจากหลุมผลิตที่มีแรงดันต่ำ ซึ่งต้องระบายก๊าซที่ปนมากับน้ำมันดิบ (Associated Gas) ออกสู่บรรยากาศโดยตรง
- การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร เครื่องยนต์ต่างๆ ที่แท่นหลุมผลิต 9 แท่น และเรือสนับสนุนที่ใช้ในกิจกรรมการขนส่ง

ข้อมูลปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมที่ระบายออกสู่บรรยากาศ รายเดือน ตลอดจนการดำเนินการผลิตจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ในปี พ.ศ. 2568 แสดงใน ภาคผนวก 2 โดย บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานและทำการรายงานผลของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี ตามแนวทางที่ ชร. กำหนด โดยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี พ.ศ. 2568 ของแหล่งปลาทอง 4,030 ton CO₂e

ทั้งนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้ดำเนินการควบคุมปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลสารทางอากาศ จากแหล่งกำเนิดต่างๆ ดังนี้

- การกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน สำหรับเครื่องจักรและเครื่องยนต์ต่างๆ เช่น Generator, Turbine และ Compressor เพื่อให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และช่วยลดปริมาณการปล่อยมลสารทางอากาศ
- การติดตั้ง Gas Lift Compressor เพื่ออัดก๊าซที่เกิดจากการใช้ Well Unloading Unit กลับลงสู่หลุมผลิต จึงไม่ทำให้เกิดการระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Zero Cold Vent)
- การวางแผนเส้นทางเดินเรือที่ใช้ในโครงการฯ เพื่อลดการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง

1.3.5 การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ

การจัดการของเสียที่เกิดจากกิจกรรมต่างๆ ของบริษัท เชฟรอนฯ จะดำเนินการตามนโยบายการจัดการของเสียที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของ ชร. รายละเอียดการจัดการของเสียอันตรายมีดังต่อไปนี้

1.3.5.1 การคัดแยกประเภทของเสีย ณ แหล่งกำเนิด

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

1.3.5.2 การรวบรวมและการจัดเก็บของเสียเพื่อรอการขนส่ง

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 พื้นที่จัดเก็บของเสียเพื่อรอการขนส่งออกไปกำจัด

ของเสียที่เกิดจากโครงการฯ จะถูกรวบรวมรวมและจัดเก็บไว้ในพื้นที่ที่กำหนด โดยมีการดำเนินงานดังนี้

- **บนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง** ของเสียประเภทต่างๆ จะถูกคัดแยกไว้ในภาชนะรองรับที่จัดเตรียมไว้ในตำแหน่งต่างๆ ใกล้กับแหล่งกำเนิดของเสีย และง่ายต่อการคัดแยกแล้วจึงรวบรวมมาจัดเก็บไว้ในถังหรือภาชนะที่กำหนดให้ใช้สำหรับขนถ่ายและขนส่งทางเรือตามประเภทของเสีย ซึ่งจัดวางไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม เพื่อรอให้เรือที่มีหน้าที่ขนส่งของเสียมาดำเนินการขนถ่ายเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง โดยที่บริษัท เชฟรอนฯ และ PTTEP ED จะเป็นผู้รวบรวมของเสียที่เกิดขึ้นในพื้นที่ปฏิบัติงานในกรณีต่างๆ และขนส่งไปยังท่าเรือ สรุปได้ดังนี้
 - ของเสียที่เกิดจากการผลิตปิโตรเลียมและการซ่อมบำรุงตามปกติของแท่นหลุมผลิตซึ่งดำเนินการโดย PTTEP ED (เช่น การจัดการการผลิต การดำเนินงานตามปกติ การบำรุงรักษาหัวหลุมผลิต การบำรุงรักษาเชิงป้องกันและการบำรุงรักษาเชิงแก้ไขอย่างง่ายสำหรับส่วนบนของแท่นหลุมผลิต การถ่ายโอนบุคลากรและวัสดุ เป็นต้น) PTTEP ED จะดำเนินการ คัดแยก รวบรวม และขนส่งของเสียที่เกิดขึ้นไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่งของ PTTEP ED โดยบริษัท เชฟรอนฯ เป็นผู้รับผิดชอบในการขนส่งของเสียบนฝั่ง การกำจัดของเสีย และการรายงานข้อมูลการจัดการของเสียต่อ ชร. นอกจากนี้ PTTEP ED ยังรับผิดชอบการเกิดและการอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดจากปิโตรเลียมสามสถานะซึ่งส่งมาจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ
 - ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ดำเนินการโดยบริษัท เชฟรอนฯ บนอุปกรณ์ที่ใช้เกี่ยวกับหลุม (เช่น การเจาะหลุมผลิต การปิดและสละหลุม การเตรียมหลุมเพื่อการผลิตโดยใช้ Hydraulic Workover Unit และ Pumping Vessel เป็นต้น) บริษัท เชฟรอนฯ จะดำเนินการคัดแยก รวบรวม และขนส่งของเสียที่เกิดขึ้นไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่งของบริษัท เชฟรอนฯ รวมทั้งการกำจัดของเสียดังกล่าวและการรายงานข้อมูลการจัดการของเสียต่อ ชร.
 - ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ดำเนินการโดยบริษัท เชฟรอนฯ บนแท่นหลุมผลิต (เช่น การปรับเปลี่ยนแท่น การปรับปรุงหลุมผลิต เช่น Wireline, E-line, การบำรุงรักษาหัวหลุมผลิต เป็นต้น) บริษัท เชฟรอนฯ จะดำเนินการคัดแยกของเสียและรวบรวมไว้บนแท่นหลุมผลิต โดย PTTEP ED จะดำเนินการขนส่งของเสียที่เกิดขึ้นไปยังฐานสนับสนุนบนฝั่งของ PTTEP ED โดยที่บริษัท เชฟรอนฯ จะรับผิดชอบในการขนส่งของเสียบนฝั่ง การกำจัดของเสีย และการรายงานข้อมูลการจัดการของเสียต่อ ชร.
- **ที่ท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ.** ของเสียที่รวบรวมมาจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ซึ่งได้คัดแยก บรรจุหีบห่อและติดข้อมูลของเสียแล้ว จะนำมารวบรวมไว้ที่ลานเก็บกองวัสดุ ซึ่งเป็นที่โล่ง ห่างจากกิจกรรมอื่นๆ ทั้งนี้เจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมดูแลของเสียจะประสานงานให้มีการขนส่งของเสียออก

จากพื้นที่วันต่อวัน โดยไม่มีการเก็บรักษาของเสียไว้ในพื้นที่ โดยบริษัท เชฟรอนฯ จะรับผิดชอบในการขนส่งของเสียบนฝั่ง การกำจัดของเสีย และการรายงานข้อมูลการจัดการของเสียต่อ ชร.

1.3.5.4 การขนส่งและการกำจัดของเสีย

การขนส่งของเสียและการกำจัดของเสียจากโครงการฯ มีการดำเนินงานดังนี้

- **การขนส่งของเสีย** ต้องมีใบกำกับการขนส่งของเสียแนบไปในระหว่างการขนส่งเสมอทั้งการขนส่งทางเรือ ไปยังท่าเทียบเรือ และการขนส่งทางบกจากท่าเทียบเรือไปยังสถานที่คัดแยกและสถานที่กำจัดปลายทาง ตามลำดับ
- **การกำจัดของเสีย** ของเสียทุกชนิดได้รับการขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัท เชฟรอนฯ มายังท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ. เพื่อรอให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งไปกำจัดที่ปลายทางการกำจัดตามประเภทของเสียต่อไป และเมื่อบริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียเรียบร้อยแล้ว จะจัดทำรายงานการขนส่งและกำจัดของเสียเพื่อส่งให้กับเจ้าหน้าที่ประธานสนับสนุนบนฝั่ง เพื่อเป็นหลักฐานการดำเนินงานทุกครั้ง

ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย แสดงดัง รูปที่ 1-4



ที่มา : บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-4 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"> • บรรจุภัณฑ์ของเครื่องอุปโภคบริโภค และบรรจุภัณฑ์เพื่อการขนส่งที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ เช่น กล่องกระดาษ ขวดพลาสติก และกระป๋องอะลูมิเนียม เป็นต้น • ของเสียที่ไม่มีการปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี และไม่สามารถรีไซเคิลได้ เช่น ไม้กระบอก เศษผ้า เศษเชือก เศษกระดาษ ขวดพลาสติก 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 • กากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท ได้แก่ กากตะกอนที่เกิดจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/Vessel Cleaning Sludge) • ของเสียที่ปนเปื้อนสารเคมี น้ำมันหรือปิโตรเลียม เช่น อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน เศษผ้าหรือวัสดุดูดซับที่ใช้ทำความสะอาดคราบน้ำมัน • ภาชนะเปล่าที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี • ไม้กระบอกใช้แล้วที่เป็น Air Filter • สารเคมีใช้แล้วและ/หรือหมดอายุที่ไม่ได้ใช้งาน • อุปกรณ์ไฟฟ้า ชิ้นส่วนอุปกรณ์ไฟฟ้า • แบตเตอรี่ ที่ไม่ใช้งานแล้ว • หลอดฟลูออเรสเซนต์ ที่ไม่ใช้งานแล้ว • ของเสียจากการปรับปรุงโครงสร้าง เช่น เศษสี อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน • น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ บนแท่น และ Annulus Fluid • น้ำมันที่แยกจากระบบแยกน้ำมัน (Oil Separator) • ท่อกรุและท่อขนส่งที่ผ่านการใช้งานในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ชิ้นส่วนอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่ใช้แล้ว • ของเสียจากห้องพยาบาล เช่น ของเสียติดเชื้อ ยาและอุปกรณ์ที่หมดอายุ เป็นต้น • ท่อยาง (Export Hose) |

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมนอกชายฝั่งบนแท่นหลุมผลิต 9 แท่น ในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A แหล่งขบ (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

แนวทางการจัดการของเสียที่เกิดขึ้น ประกอบด้วย การคัดแยกของเสีย การจัดเก็บในภาชนะที่จัดเตรียมไว้ การประยุกต์ใช้ระบบป้ายบ่งชี้ตามประเภทของเสีย และการขนส่งของเสียขึ้นฝั่งเพื่อนำไปกำจัด รวมถึงการจัดทำระบบเอกสาร ซึ่งประกอบด้วย รายการของเสีย (Waste Register) เอกสารการขนส่งของเสียทางเรือ (Waste Shipment Documentation) เอกสารกำกับกำกับการขนส่งของเสีย (Waste Manifest) เพื่อติดตามการขนส่งและกำจัดของเสียในทุกกระยะ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียทุกประเภทได้รับการจัดการอย่างถูกวิธีตามที่กฎหมายระบุไว้

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดให้มีผู้ควบคุมดูแลการจัดการของเสีย เพื่อให้ครอบคลุมและมั่นใจว่ามีการจัดการของเสียที่เหมาะสมตั้งแต่แหล่งกำเนิดจนถึงแหล่งกำจัด นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดมอบหมายให้บริษัท ผู้รับเหมาคำเนินการกำจัดของเสียจัดทำข้อมูลบัญชีแสดงปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นแยกตามพื้นที่ปฏิบัติงานซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดของเสีย และประเภทของเสียทุกครั้ง

ในส่วนของกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท หรือ Mercury Contaminated Sludge ที่เกิดจากการดำเนินงาน ประกอบด้วย กากตะกอนจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/ Vessel Cleaning Sludge) จะถูกรวบรวมไว้ในถัง UN Drum ซึ่งภาชนะบรรจุของเสียอันตรายของโครงการฯ ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด IMDG Transportation of “Dangerous Goods” requirements และ IMDG Code for Transportation of Dangerous Goods by Sea ถึงเก็บกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บพักในบริเวณที่กำหนดไว้ สำหรับการจัดการกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท บริษัท เชฟรอนฯ จะปฏิบัติตามข้อกำหนดและขั้นตอนการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ เรียกว่า “The Removal and Handling of Mercury Contaminated Sludge” ซึ่งกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บชั่วคราวในบริเวณที่กำหนดในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ไม่เกิน 90 วัน ตามที่กฎหมายกำหนด ก่อนจะขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัท เชฟรอนฯ มายังท่าเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ เพื่อให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งต่อไป

ปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ สามารถสรุปได้ดัง ตารางที่ 1-6 และมีรายละเอียดดังภาคผนวก 4

ตารางที่ 1-6 ปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากโครงการฯ ในปี 2568

| แหล่งผลิต | ปริมาณ (ตัน) | | | |
|--|-----------------------|--------------------------------------|-------------------------|---|
| | ของเสีย ไม่อันตราย | ของเสียอันตราย ที่ไม่ปนเปื้อนปรอท | ของเสีย ปนเปื้อนปรอท | ของเสียที่สามารถ นำกลับมา หมุนเวียนใช้ได้ |
| แปลงสำรวจ 10A 11A แหล่งขบหา และแหล่งขุดทอง ^{1/} | 0.2 | 3.1 | 0 | 3.1 |

หมายเหตุ: ^{1/} ในปี พ.ศ. 2568 กิจกรรมบนแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ มีเพียงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงซึ่งทำให้เกิดของเสียเพียงเล็กน้อยซึ่งได้รวบรวมกำจัดโดย PTTEP ED

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

1.3.6 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan)

ในปี พ.ศ. 2568 บริษัท เชฟรอนฯ และ PTTEP ED ได้ร่วมกันปรับปรุงแผนความร่วมมือในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นในพื้นที่โครงการฯ โดยจัดทำ Collaborative Emergency Response Plan for non-G1 platforms and Platong area ซึ่งครอบคลุมการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ เช่น การบาดเจ็บและเสียชีวิตของผู้ปฏิบัติงาน การรั่วไหลของน้ำมัน สารเคมี และของเสีย การรั่วไหลของก๊าซ การระเบิดและเพลิงไหม้ การอพยพในกรณีพายุไต้ฝุ่น เป็นต้น โดยครอบคลุมเนื้อหาหลัก ดังนี้

- กลยุทธ์ในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นในพื้นที่ตามขอบเขตของแผน ซึ่งได้แก่ แทนหลุมผลิตที่ไม่ได้ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจ G1/61 และสิ่งติดตั้งของ PTTEP ED ในแหล่งปลาทอง
- โครงสร้างองค์กรในการร่วมกันตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- ขั้นตอนในการสื่อสารเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน
- ทรัพยากรที่ใช้ในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน

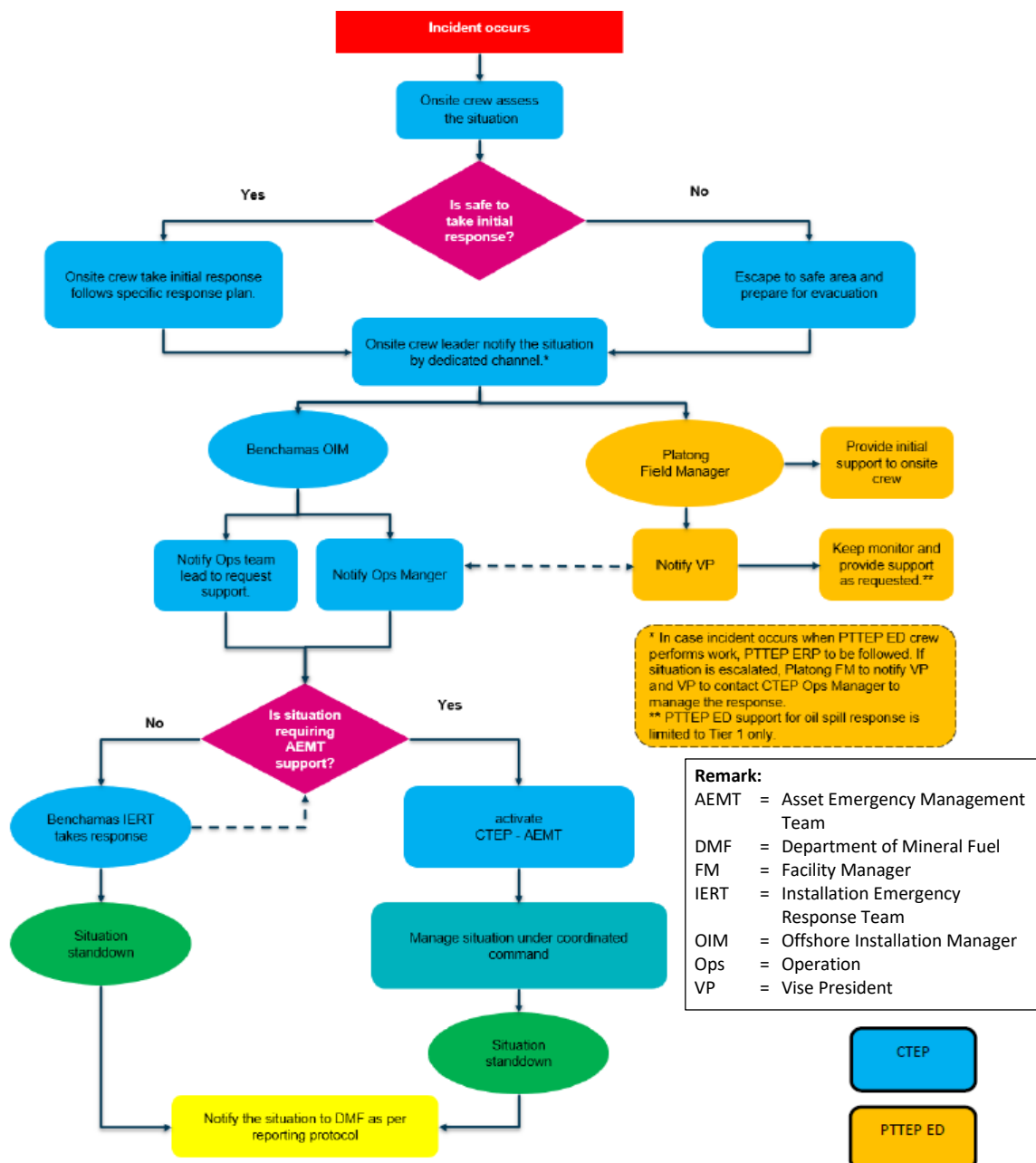
ทั้งนี้ เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นที่แทนหลุมผลิตของโครงการฯ และท่อที่เชื่อมต่อกับแทนหลุมผลิตดังกล่าว ผู้ที่อยู่ในเหตุการณ์จะตอบสนองในเบื้องต้น และ/หรือ แจ้งเหตุตามช่องทางที่กำหนดไว้ดังรูปที่ 1-5 โดยจะสื่อสารไปยังผู้รับผิดชอบของบริษัท เชฟรอนฯ และของ PTTEP ED เพื่อร่วมกันตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ในกรณีต่างๆ ดังนี้

1) การตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินต่างๆ ตามระดับความรุนแรง

- กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับที่ 1 เช่น การบาดเจ็บเล็กน้อย การรั่วไหลของสารเคมีและของเสียในปริมาณน้อยจากท่อหรือภาชนะบรรจุ เป็นต้น : จะดำเนินการตอบสนองโดยทีมปฏิบัติงานของบริษัท เชฟรอนฯ ที่อยู่ในพื้นที่ และขอการสนับสนุนจากทีมตอบสนองของศูนย์ปลาทองของ PTTEP ED ที่อยู่ในพื้นที่ ตามความจำเป็น
- กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับที่ 2 เช่น การบาดเจ็บที่อาจทำให้เสียชีวิต การตกหล่นของภาชนะที่บรรจุสารเคมีและของเสียลงสู่ทะเล การเกิดเพลิงไหม้ เป็นต้น : จะขอการสนับสนุนจากทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ และทีมตอบสนองของศูนย์ปลาทองของ PTTEP ED ในการตอบสนองต่อเหตุการณ์
- กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินระดับที่ 3 เช่น การรั่วไหลของก๊าซ การเกิดเพลิงไหม้ขนาดใหญ่ การระเบิด เป็นต้น : จะดำเนินการตอบสนองเบื้องต้นโดยทีมตอบสนองของศูนย์ปลาทองของ PTTEP ED และจะเรียกทีมบริหารสถานการณ์ฉุกเฉิน (Asset Emergency Management Team หรือ AEMT) ของบริษัท เชฟรอนฯ ซึ่งประสานงานร่วมกันระหว่างบริษัท เชฟรอนฯ และ PTTEP ED เพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์ โดยจะใช้ทรัพยากรของบริษัท เชฟรอนฯ จากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของบริษัท เชฟรอนฯ ที่อยู่ใกล้เคียงเข้ามาช่วยในการตอบสนอง

2) การตอบสนองต่อเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหล

- จะดำเนินการตอบสนองต่อเหตุการณ์ในเบื้องต้นโดยใช้ทรัพยากรของบริษัท เชฟรอนฯ
- หากอยู่ในสถานการณ์ที่ทรัพยากรของบริษัท เชฟรอนฯ ไม่สามารถใช้ในการตอบสนองได้ หรือไม่เพียงพอ บริษัท เชฟรอนฯ จะขอการสนับสนุนทรัพยากรจาก PTTEP ED และศูนย์ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของบริษัท เชฟรอนฯ ที่อยู่ใกล้เคียง
- หากสถานการณ์มีความรุนแรงเกินกว่าการควบคุมโดยทรัพยากรในพื้นที่ บริษัท เชฟรอนฯ จะเรียกทีมบริหารสถานการณ์ฉุกเฉิน (AEMT) เข้ามาจัดการ



รูปที่ 1-5 ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุการณ์ฉุกเฉินของโครงการฯ

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมความพร้อมสำหรับการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยจัดให้มีแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan หรือ ERP) เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับบุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นได้ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสียชีวิตโดยระบบสถานที่ที่ควรไปเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน 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 เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) จะเข้ามาให้คำแนะนำ
- **เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 3: Major, Complex, or Compound** เป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบรุนแรงต่อทรัพย์สินและความปลอดภัยส่วนบุคคลเป็นอย่างมาก เช่น เกิดเหตุเพลิงไหม้รุนแรง (Major Fire) การหกรั่วไหลของน้ำมันหรือของเสียอันตราย ก๊าซรั่วหรือมีการบาดเจ็บจำนวนมาก และมีผู้เสียชีวิตเกิดขึ้นในเหตุการณ์นี้ อุปกรณ์ชำรุดเสียหาย ส่งผลต่อกระบวนการดำเนินงาน โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับนี้ต้องมีทีมบริหารจัดการต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) เข้ามาควบคุมสถานการณ์ และอาจมีทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Crisis Management Team, CMT) ของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย ประกอบกับการช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก และบริษัทแม่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกา เข้ามาช่วยควบคุมสถานการณ์

สำหรับหน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ แสดงในตารางที่ 1-7

ตารางที่ 1-7 บุคลากรที่เกี่ยวข้องและบทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

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

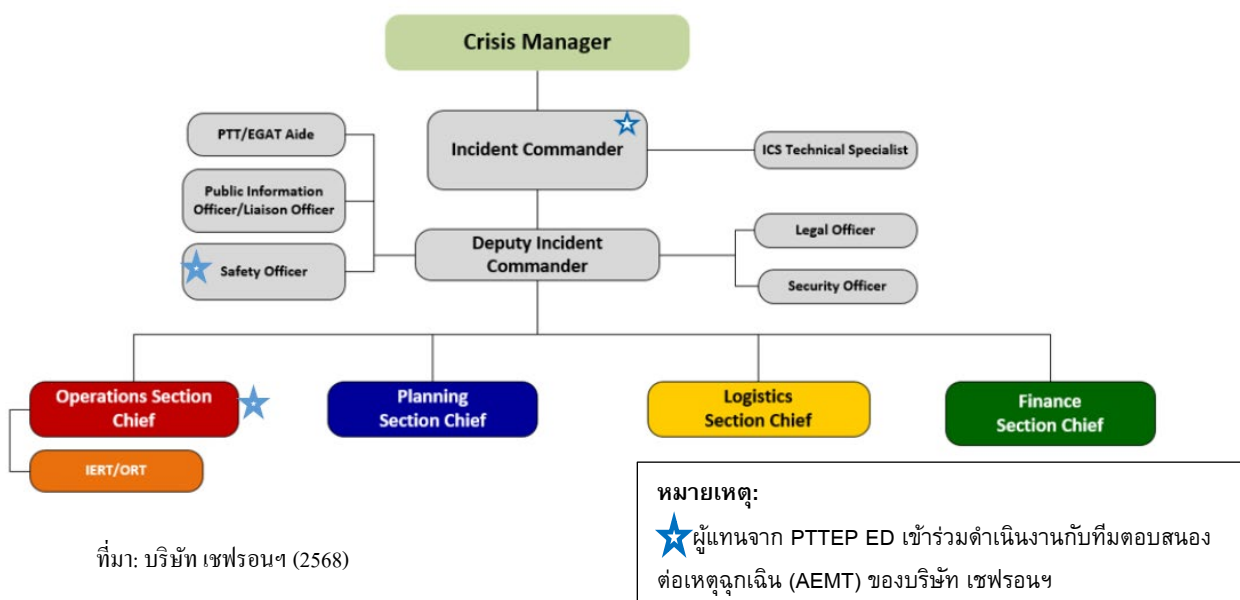
— ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2568)

แผนผังองค์กรของทีม AEMT แสดงดังรูปที่ 1-6 ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุฉุกเฉิน แสดงดังรูปที่ 1-7 โดยมีขั้นตอนสรุปได้ดังนี้

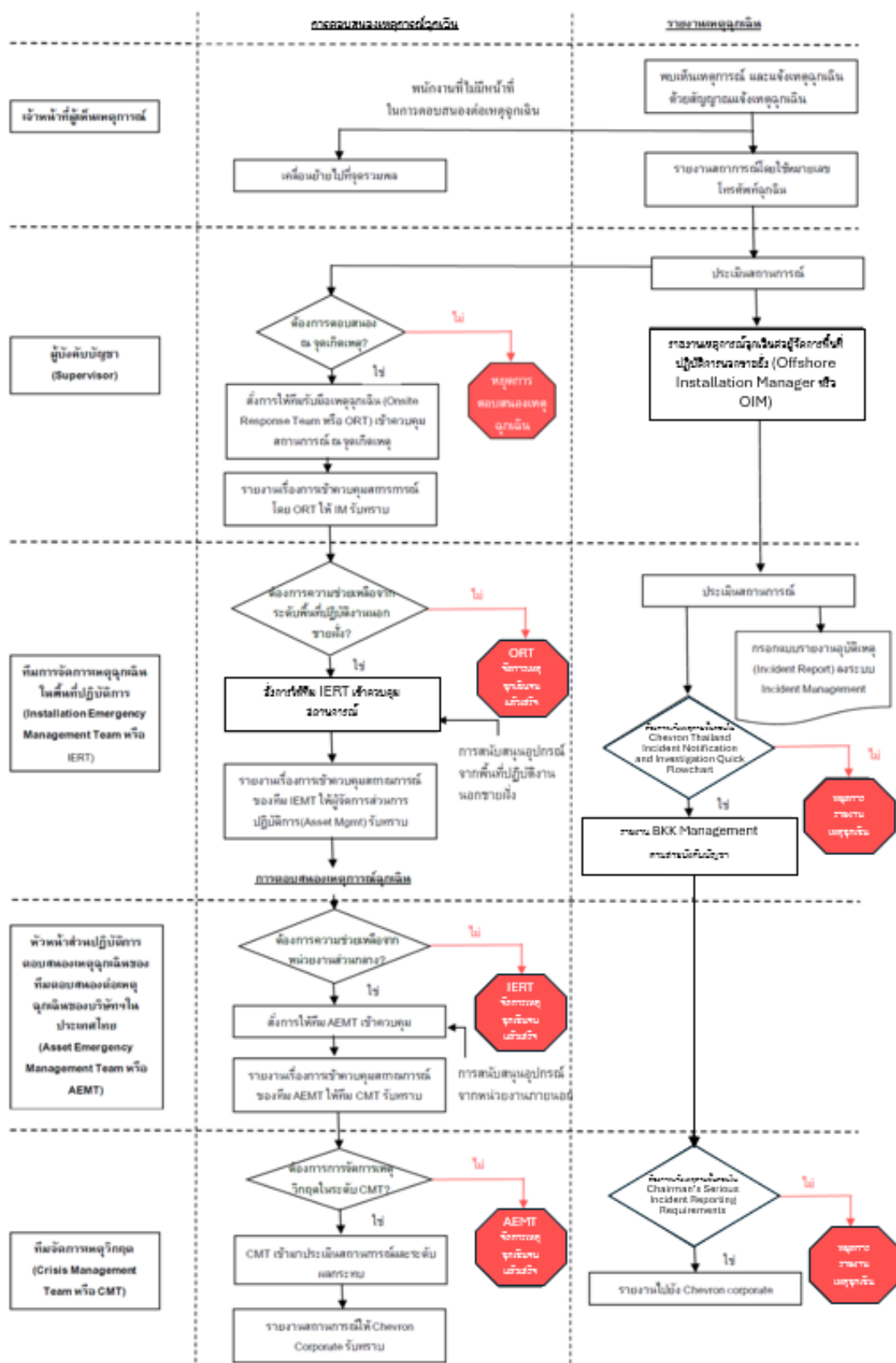
- เมื่อพนักงานพบเห็นเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องมีการแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยสัญญาณแจ้งเหตุ จากนั้นห้องควบคุมส่วนกลางประกาศให้พนักงานที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ทั้งหมดอพยพไปยังจุดรวมพลที่กำหนดไว้ จากนั้นทีม ORT เข้าตรวจสอบพื้นที่และเข้าระงับเหตุเมื่อประเมินสถานการณ์แล้วว่า เหตุฉุกเฉินดังกล่าวสามารถระงับเหตุได้โดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยทีม ORT รายงานเหตุการณ์ให้กับ On-Scene Commander (OC) รับทราบ
- หากประเมินสถานการณ์แล้วพบว่า เป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับปานกลาง ทีม IERT จะเข้าควบคุมสถานการณ์ โดยทำงานร่วมกับทีม ORT ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และในระดับนี้อาจมีความ

ช่วยเหลืออื่นๆ เช่น เรือดับเพลิงของบริษัท เรือสำหรับอพยพพนักงาน เป็นต้น เข้ามาสนับสนุนการดำเนินงาน ทั้งนี้การสนับสนุนจากฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลา จะเป็นการสนับสนุนด้านการขนส่ง (Logistics) และการส่งวัสดุอุปกรณ์เข้ามาช่วยเหลือเป็นหลัก โดยทางทีมตอบสนองทั้ง IERT และ AEMT จะมีฝ่ายสนับสนุนด้านการขนส่งที่จะประสานงานกับฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลาเพื่อขอความช่วยเหลือตามความเหมาะสม นอกจากนี้ โครงการฯ ยังมีเรือขนส่งพนักงาน (Crew Boats) ประจำอยู่ในพื้นที่โครงการฯ และมีเรือขนส่งอุปกรณ์ (Supply Boats) ที่ประจำอยู่ในพื้นที่สัมปทานในอ่าวไทยของบริษัท เชฟรอนฯ ซึ่งมีอุปกรณ์ที่สามารถสูบน้ำทะเลเพื่อฉีดน้ำดับเพลิงไปยังบนแท่นได้ สามารถสนับสนุนได้ตลอดเวลาในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อย่างไรก็ตาม บนแท่นผลิตกลางและแท่นที่פקอาศัย มีระบบดับเพลิงที่พร้อมจะใช้ดับเพลิงบนแท่นได้อยู่แล้ว อาทิ ระบบน้ำดับเพลิง หัวฉีดน้ำดับเพลิง และถังดับเพลิง เป็นต้น

- ทีม AEMT จะเข้ามาควบคุมสถานการณ์ หากพบว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ส่งผลกระทบต่อแรงสูง เช่น เหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อให้ต้องหยุดการดำเนินงานเป็นเวลานาน หรือเป็นเหตุการณ์ที่ทรัพยากรในการตอบสนองที่มีอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุไม่เพียงพอ หรือทำให้เกิดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพในวงกว้างและเป็นเวลานาน เป็นต้น โดย AEMT จะสนับสนุนในการสั่งการ วางแผน และจัดหาทรัพยากรต่าง ๆ เพิ่มเติมให้กับทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และอาจพิจารณาขอความสนับสนุนจากทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของเชฟรอนที่บริษัทแม่ หรือหน่วยงานภายนอกได้



รูปที่ 1-6 แผนผังองค์กรของทีมตอบสนองกรณีฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) ในกรณีเหตุการณ์ฉุกเฉินของโครงการฯ



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-7 ผังการปฏิบัติงานของทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ประเทศไทย

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดแผนการตอบสนองเฉพาะสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ 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)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโค่นกันของเรือ (หัวข้อ 1.3.3.4)
- อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.3.5)

1.3.6.1 การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

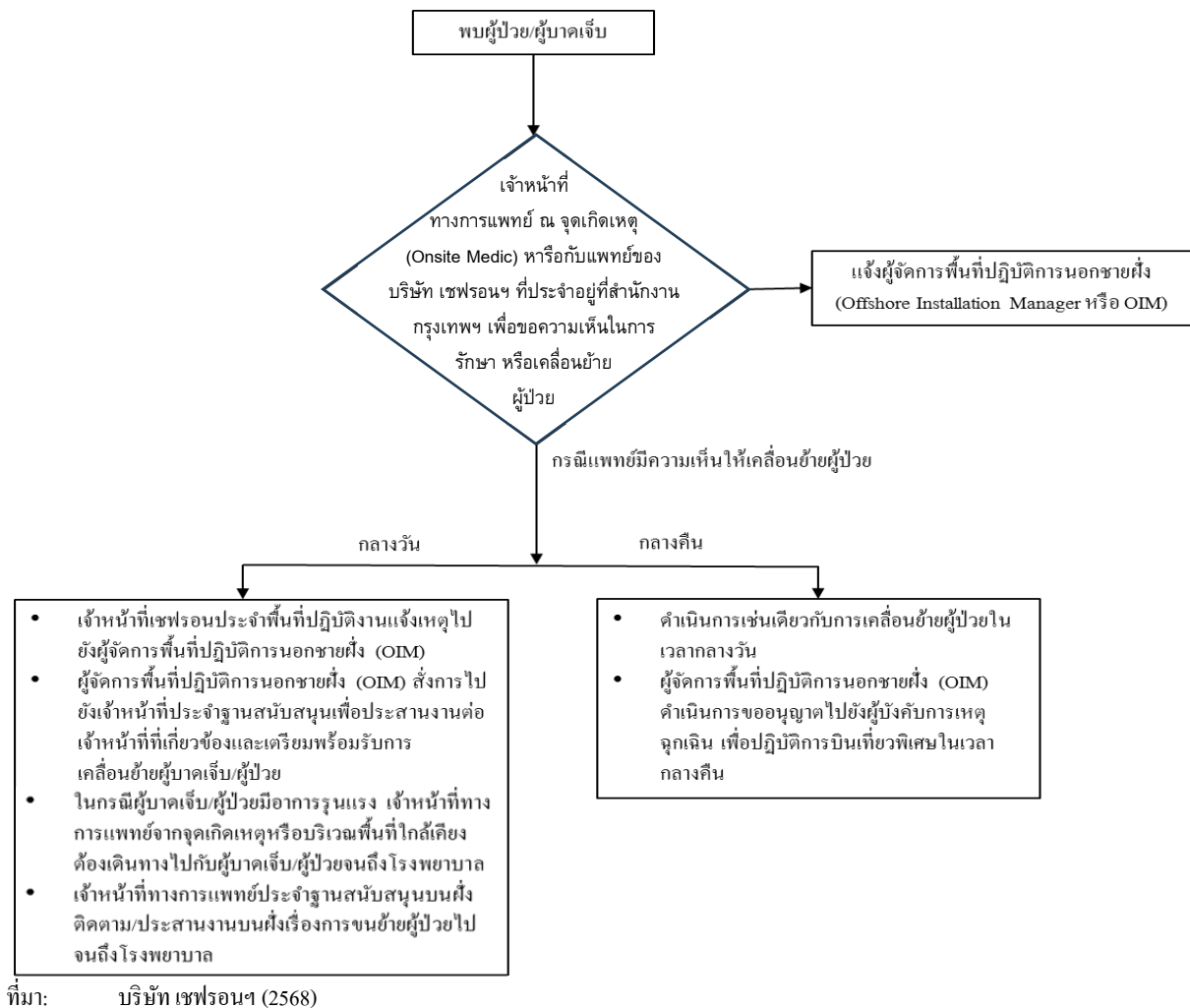
บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดให้มีอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการรักษาและปฐมพยาบาลในเรือ แท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต และพื้นที่ปฏิบัติงานต่างๆ โดยพนักงานแต่ละคนรวมถึงพนักงานของผู้รับเหมา จะได้รับการฝึกอบรมให้มีความรู้ทางด้านการปฐมพยาบาลผู้ป่วยหรือ ผู้ได้รับอุบัติเหตุเบื้องต้น รวมถึงวิธีการติดต่อประสานงานและดำเนินการตามคำแนะนำของบุคลากรทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน (สำหรับแพทย์จะประจำอยู่ที่สำนักงานกรุงเทพฯ)

เมื่อมีผู้ป่วยหรือได้รับบาดเจ็บในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานจะหารือกับแพทย์ของบริษัท เชฟรอนฯ ซึ่งประจำอยู่ที่สำนักงานกรุงเทพฯ เพื่อตัดสินใจว่าจะต้องทำการขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาการให้บริการไว้แล้วบนฝั่งหรือไม่ โดยมีการกำหนดรหัสการขนย้ายผู้ป่วย ซึ่งเป็นรหัสที่เป็นที่เข้าใจระหว่างเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ที่หน่วยงานสนับสนุนบนฝั่ง และที่สำนักงานกรุงเทพฯ รวมถึงโรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการไว้แล้วบนฝั่ง เพื่อให้มีการเตรียมการรับมือได้อย่างเหมาะสม โดยมีรหัสการขนย้ายดังนี้

- รหัส 1 – Not urgent condition ให้เคลื่อนย้ายผู้ป่วยโดยเรือหรือเที่ยวบินปกติของบริษัท เชฟรอนฯ
- รหัส 2 – Urgent condition ให้เคลื่อนย้ายผู้ป่วยโดยเที่ยวบินด่วนของบริษัท เชฟรอนฯ
- รหัส 3 – Serious condition ให้เคลื่อนย้ายผู้ป่วยโดยเที่ยวบินพิเศษทางการแพทย์
- รหัส 4 – Critical condition ให้เคลื่อนย้ายผู้ป่วยโดยเที่ยวบินพิเศษทางการแพทย์
- รหัส 5 – No vital signs ให้เคลื่อนย้ายผู้ป่วยโดยเที่ยวบินพิเศษทางการแพทย์

โรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาดใหญ่ในจังหวัดสงขลา นครศรีธรรมราช และชลบุรี ที่มีระบบการให้บริการทางสาธารณสุขเพียงพอที่จะรองรับจำนวนพนักงานและเป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัท เชฟรอนฯ รวมถึงต้องมีระบบรองรับการขนย้ายผู้ป่วยด้วยเฮลิคอปเตอร์

การเคลื่อนย้ายผู้ป่วยจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมาบนฝั่งจะดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในคู่มือ TSP-10 Offshore Medical Emergency Evacuation โดยจะแบ่งเป็นกรณีกลางวัน และกลางคืน ซึ่งในช่วงกลางคืนจะต้องมีการขออนุญาตดำเนินการบินเที่ยวบินพิเศษด้วย ผังแสดงขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 1-8



รูปที่ 1-8 ขั้นตอนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยของโครงการฯ

1.3.6.2 แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP)

บริษัท เชฟรอนฯ ได้พัฒนาแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (OSRP) เพื่อประยุกต์เข้ากับทุกกิจกรรมและการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ และผู้ร่วมทุนในแปลงสำรวจ เพื่อสนับสนุนการผลิต พัฒนากักเก็บ และส่งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติจากทุกแปลงสำรวจในบริเวณอ่าวไทย ซึ่งรวมถึงพื้นที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ โดยแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันของบริษัท เชฟรอนฯ ได้พิจารณาถึงความสอดคล้องกับกฎหมายของประเทศไทย ได้แก่ แผนการป้องกันและจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ (พ.ศ.2545) มาตรฐานการตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันระดับนานาชาติ และแนวทางตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท

เชฟรอนฯ แบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่แหล่งน้ำออกเป็น 3 ระดับ สำหรับการประสานความร่วมมือเพื่อปฏิบัติการจัดการน้ำมัน ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-8 การแบ่งระดับความรุนแรงของการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล

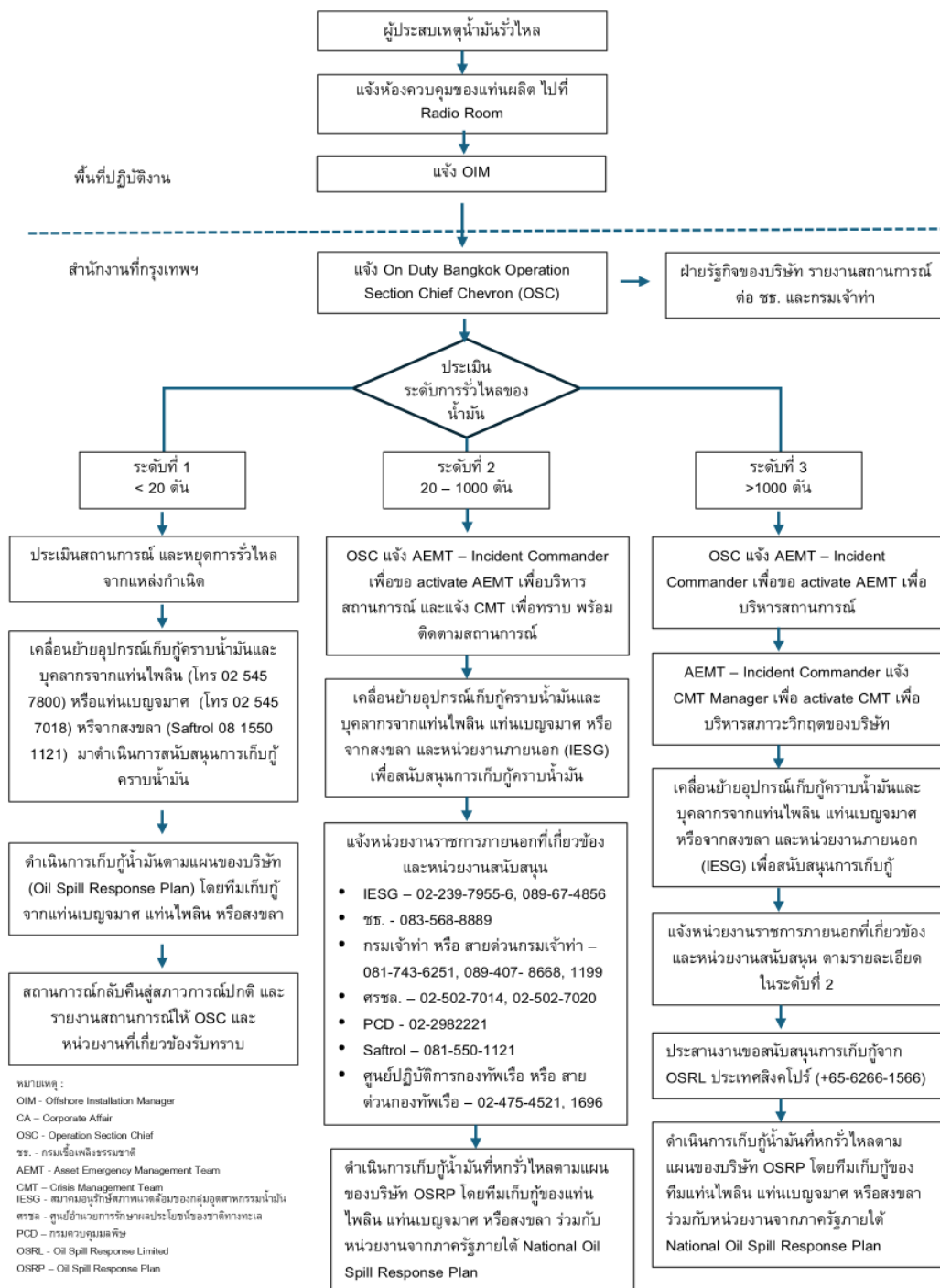
| ระดับความรุนแรง ของเหตุการณ์ | การแบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมัน |
|---------------------------------|---|
| ระดับที่ 1 (Tier I) | <u>น้ำมันรั่วไหลขนาดเล็ก ไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล)</u> อาจเกิดจากกิจกรรมขนถ่ายน้ำมันบริเวณท่าเทียบเรือ เป็นต้น การดำเนินการจัดการน้ำมันในระดับนี้ เป็นความรับผิดชอบของหน่วยงานที่ก่อให้เกิดการรั่วไหล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

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

แนวทางการรายงานเหตุการณ์ให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องรับทราบ ตามระดับการรั่วไหล ดังนี้

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

ทั้งนี้ เมื่อเกิดเหตุการณ์รั่วไหล บริษัท เชฟรอนฯ จะมีขั้นตอนการดำเนินงานตามแผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหล ดังแสดงใน รูปที่ 1-9



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-9 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน

ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์/บุคลากรในการตอบสนองเหตุรั่วไหลจากสถานที่ต่างๆ แสดงในตารางที่ 1-9

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขนา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขลุ่ยทอง บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 1-9 ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันเข้าสู่พื้นที่โครงการฯ

| หน่วยงาน | พื้นที่ปฏิบัติการ | ระยะเวลาที่ใช้ในการเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุ |
|--|---|---|
| ภายในประเทศ | | |
| สถานที่ปฏิบัติงานนอกฝั่งของบริษัท เชฟรอนฯ | 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 (2568)

1.3.6.3 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น

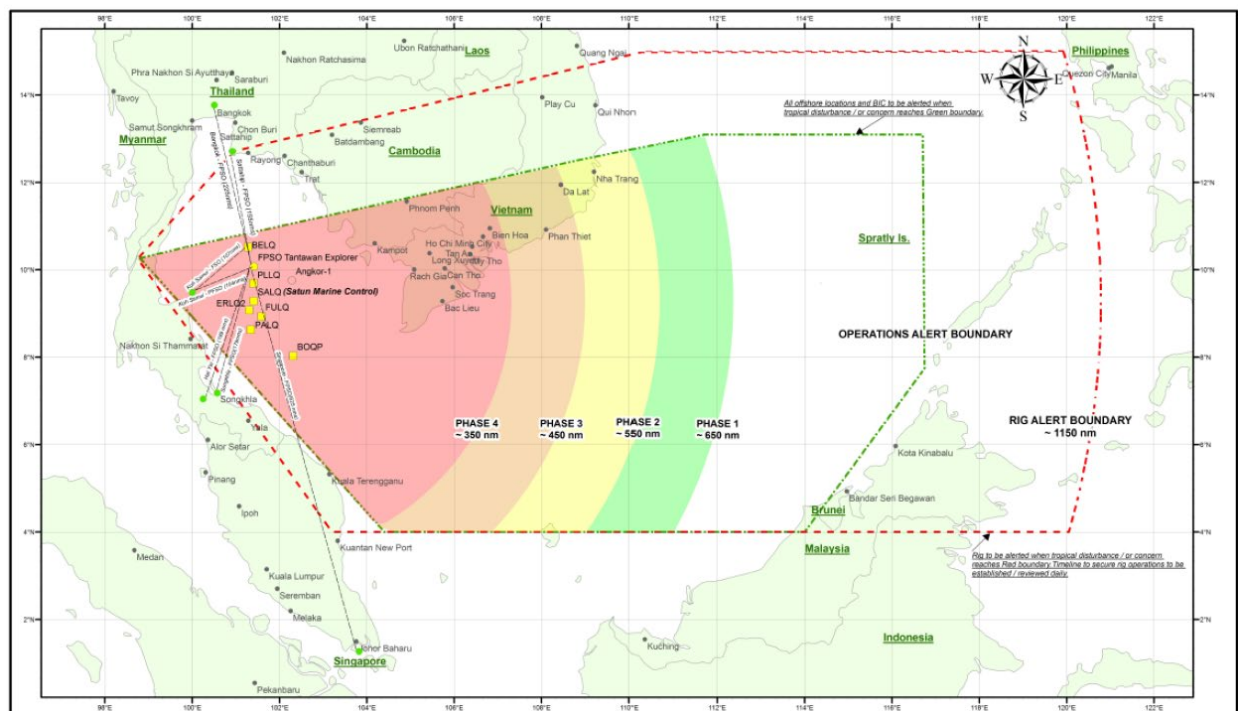
บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดทำแนวทางการปฏิบัติในเหตุการณ์การเกิดพายุและไต้ฝุ่น สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง โดยวิธีการปฏิบัติเหล่านี้เป็นไปตามหลักการที่ว่า การป้องกันที่ดีที่สุดเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น คือ “การอพยพออก” เมื่อพิจารณาฤดูกาลเกิดพายุไต้ฝุ่นในอ่าวไทย จะอยู่ประมาณเดือนสิงหาคมถึงมกราคม ซึ่งข้อมูลที่ผ่านมาชี้ว่าสภาพอากาศที่ค่อนข้างเลวร้ายในอ่าวไทยอยู่ประมาณกลางเดือนตุลาคมถึงต้นเดือนมกราคม อย่างไรก็ตาม อาจมีพายุไต้ฝุ่นหรือสภาพอากาศที่เลวร้ายนอกเหนือเวลาที่กล่าวข้างต้นได้ ดังนั้น บริษัท เชฟรอนฯ 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 1-10 ซึ่งเป็นปัจจัยหลักในการพิจารณาแนวปฏิบัติที่ปลอดภัยและการตอบสนองกับ

สถานการณ์ดังกล่าว สำหรับผู้ปฏิบัติงานทั้งของบริษัท เชฟรอนฯ และของบริษัทคู่สัญญา รวมถึงเป็นข้อมูลสำคัญในการตัดสินใจในการสถานะปฏิบัติงาน

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้ติดตั้งอุปกรณ์พยากรณ์และตรวจติดตามพายุไต้ฝุ่นในช่วงฤดูมรสุม และจัดให้มีการรายงานสภาพอากาศทุกวัน รวมถึงจัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินสำหรับแต่ละพื้นที่ที่กรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะทำการทบทวน ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอทุกปี



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-10 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น

การดำเนินการที่สำคัญเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่นหรือพายุโซนร้อน สามารถแบ่งได้ตามตำแหน่งศูนย์กลางของพายุไต้ฝุ่นตามระยะห่างจากพื้นที่ปฏิบัติงานในอ่าวไทย ดังนี้

- **พื้นที่เฝ้าระวัง บริเวณสีขาว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 650 ไมล์ทะเล) ที่ยังคงปฏิบัติงานได้ตามปกติ โดยจะทำการเฝ้าระวังและติดตามการเคลื่อนตัวของพายุและประสานงานกับเจ้าหน้าที่บนฝั่งและระหว่างหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งอย่างต่อเนื่อง

สำหรับแท่นขุดเจาะ ให้หยุดงานและควบคุมความปลอดภัยของหลุม พร้อมทั้งนำส่งผู้มาเยือนเดินทางกลับฝั่ง

- **โซนที่ 1 บริเวณสีเขียว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 550 ไมล์ทะเล จนถึง 650 ไมล์ทะเล) เริ่มปฏิบัติตามแผนอพยพของแต่ละหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง โดยหยุดการปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญ ขนส่งผู้ที่มาเยี่ยมชมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งกลับขึ้นฝั่ง พร้อมทั้งเตรียมการอพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญบางส่วนขึ้นฝั่ง เลื่อนหรือชะลอการขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต

และแท่นผลิตกลาง ทำการขีดยาหนะลอยน้ำ ถอนสมอเพื่อเตรียมพร้อมลากจูง เรือทุกลำ เตรียมพร้อมเพื่อการเคลื่อนย้าย

- **โซนที่ 2 บริเวณสี่เหลี่ยม** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 450 ไมล์ทะเล จนถึง 550 ไมล์ทะเล) หยุดการปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตกลาง และให้พนักงานเดินทางกลับมายังแท่นพักอาศัยหรือเรือขนถ่ายและกักเก็บปิโตรเลียม ยกเลิกการขนส่งพนักงานเปลี่ยนกะ
- **โซนที่ 3 บริเวณสี่เหลี่ยม** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 350 ไมล์ทะเล จนถึง 450 ไมล์ทะเล) อพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญขึ้นฝั่งเพิ่มเติม โดยยังคงมีเจ้าหน้าที่ที่สำคัญด้านการสื่อสาร ปฏิบัติงานอยู่นอกฝั่ง 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 เชฟรอนฯ ได้วางแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโดนกันของเรือขึ้นเป็นส่วนหนึ่งในแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินสำหรับตอบสนองในกรณีเกิดอุบัติเหตุขึ้น โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนที่สำคัญได้ดังต่อไปนี้

- ผู้ทราบหรือพบเหตุการณ์แจ้งต่อกัปตันเรือ
- บันทึกรายละเอียดของเหตุการณ์ที่พบ
- กัปตันแจ้งไปยัง ศูนย์ควบคุมและประสานกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (CPP Control Room Operator)
- ประเมินสถานการณ์เบื้องต้น
- หากเกิดเหตุการณ์อื่นร่วมด้วย อาทิ เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม ให้ดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์นั้นๆ
- กัปตันแจ้งหน่วยงานควบคุมการเดินเรือของบริษัท เชฟรอนฯ (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 มาตรฐาน American Bureau of Shipping (ABS) และ International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS 1974) ตามมาตรฐานการเดินเรือนานาชาติ (Maritime Standards)

1.4 การเสนอรายงาน

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบและแก๊สธรรมชาติในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, แปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งชบา) และแปลงสำรวจ G4/48C (แหล่งขลุ่ยทอง) กำหนดให้บริษัท เชฟรอนฯ จัดทำและเสนอรายงานต่างๆ ดังนี้

| ชนิดของรายงาน | กำหนดส่งรายงาน | สพ. | ชช. |
|--|----------------|---|--------|
| 1. รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม | ปีละ 1 ครั้ง | 1 ฉบับ | 1 ฉบับ |
| 2. รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม | 3 ปี 1 ครั้ง | ผนวกไว้ในเล่มเดียวกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม | |

ดังนั้น บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานฉบับนี้ เพื่อเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568 โดยจะจัดส่งรายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ที่บันทึกลงในอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูล

- สผ. CD จำนวน 1 แผ่น
- ชร. CD จำนวน 1 แผ่น

1.4.1 การนำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในรายงานฉบับนี้

ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในแต่ละส่วนจะมีการนำเสนอในรูปแบบดังต่อไปนี้

- ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม - ผลการตรวจประเมินได้ถูกจัดทำขึ้นในรูปแบบตารางสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อระบุถึงรายละเอียดการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประสิทธิภาพของการดำเนินการ และหลักฐานแสดงผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ตลอดจนปัญหา อุปสรรค และแนวทางการแก้ไขในกรณีที่โครงการฯ ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรการฯ ได้ โดยแสดงไว้ใน **บทที่ 2** ของรายงานฉบับนี้
- การปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม - ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ได้ถูกจัดทำขึ้นในรูปแบบของตารางสรุปความสอดคล้องของการปฏิบัติงานตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมทั้งมีการนำเสนอรายละเอียดการติดตามตรวจสอบผลกระทบในแต่ละประเด็น โดยแสดงไว้ใน **บทที่ 3** ของรายงานฉบับนี้ ทั้งนี้ในปี พ.ศ. 2568 เป็นช่วงปีที่ไม่ต้องดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม เนื่องจากมาตรการกำหนดความถี่ทุก 3 ปี การเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมครั้งถัดไปจะดำเนินการในปี พ.ศ. 2569 สำหรับแหล่งยูงทอง และปี พ.ศ. 2570 สำหรับแปลงสำรวจ 10A 11A และแหล่งขบา ซึ่งจะนำเสนอผลในรายงานแต่ละปีต่อไป