

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 ได้เตรียมการหยุดการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตยูทงในช่วงต้นปี 2567 ซึ่งจะไม่มีการส่งปิโตรเลียมไปยังศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 และเข้าสู่กระบวนการรื้อถอนสิ่งติดตั้งสำหรับการผลิตปิโตรเลียมต่อไป

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 พื้นที่ผลิตขบหาและพื้นที่ผลิตจามจู้รีได้ แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย (โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตขบหา)
- 5) โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท เซฟรอนปัตตานี จำกัด พื้นที่ผลิตยูงทอง แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข G4/48 บริเวณอ่าวไทย (โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยูงทอง)

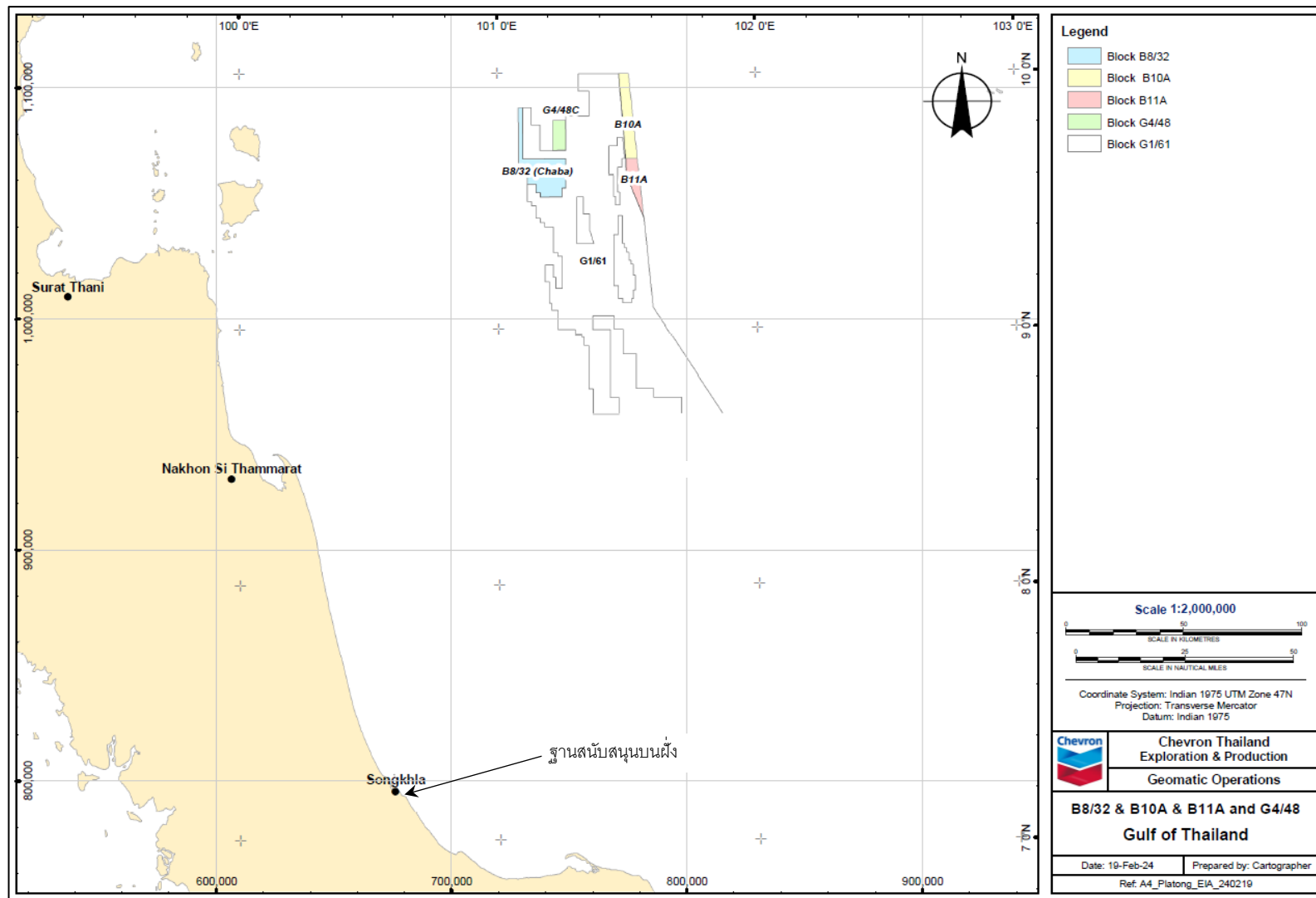
1.2.1.2 สถานที่ตั้งโครงการฯ

- 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. 2567

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
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตหยาและพื้นที่ผลิตจามจุรีใต้ – เห็นชอบรายงานฯ ในการประชุมครั้งที่ 3/2551 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2551 และรับทราบการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในการประชุมครั้งที่ 8/2566 เมื่อวันที่ 1 ธันวาคม 2566
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยูงทอง – 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
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตหยาและพื้นที่ผลิตจามจุรีใต้ พ.ศ. 2552 – ปัจจุบัน
- โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตยูงทอง 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. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งหยา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย

1-8

การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ครั้งที่	เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ
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 (รายงานฉบับนี้)	มกราคม พ.ศ. 2568
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 (รายงานฉบับนี้)	มกราคม พ.ศ. 2568

1.2.2 องค์ประกอบของโครงการฯ

ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2564 ขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เซฟรอนฯ ครอบคลุมเพียงแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, พื้นที่ผลิตขบ (แปลงสำรวจ B8/32) และ พื้นที่ผลิตขบ (แปลงสำรวจ G4/48) โดยปีโตรเลียมาจากแท่นหลุมผลิตในพื้นที่เหล่านี้ยังคงถูกส่งไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 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

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบ และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบ บริเวณอ่าวไทย

- แท่นหลุมผลิต 2 แท่น ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 10A ได้แก่ YAWC และ YAWF
- ท่อขนส่งได้ทะเล 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
- ท่อขนส่งได้ทะเลในปัจจุบัน 4 แนวท่อ เพื่อส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิต ณ ศูนย์ปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED และท่อขนส่งได้ทะเลที่อาจจะติดตั้งในอนาคตเพื่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่เข้ากับระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมในปัจจุบัน 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

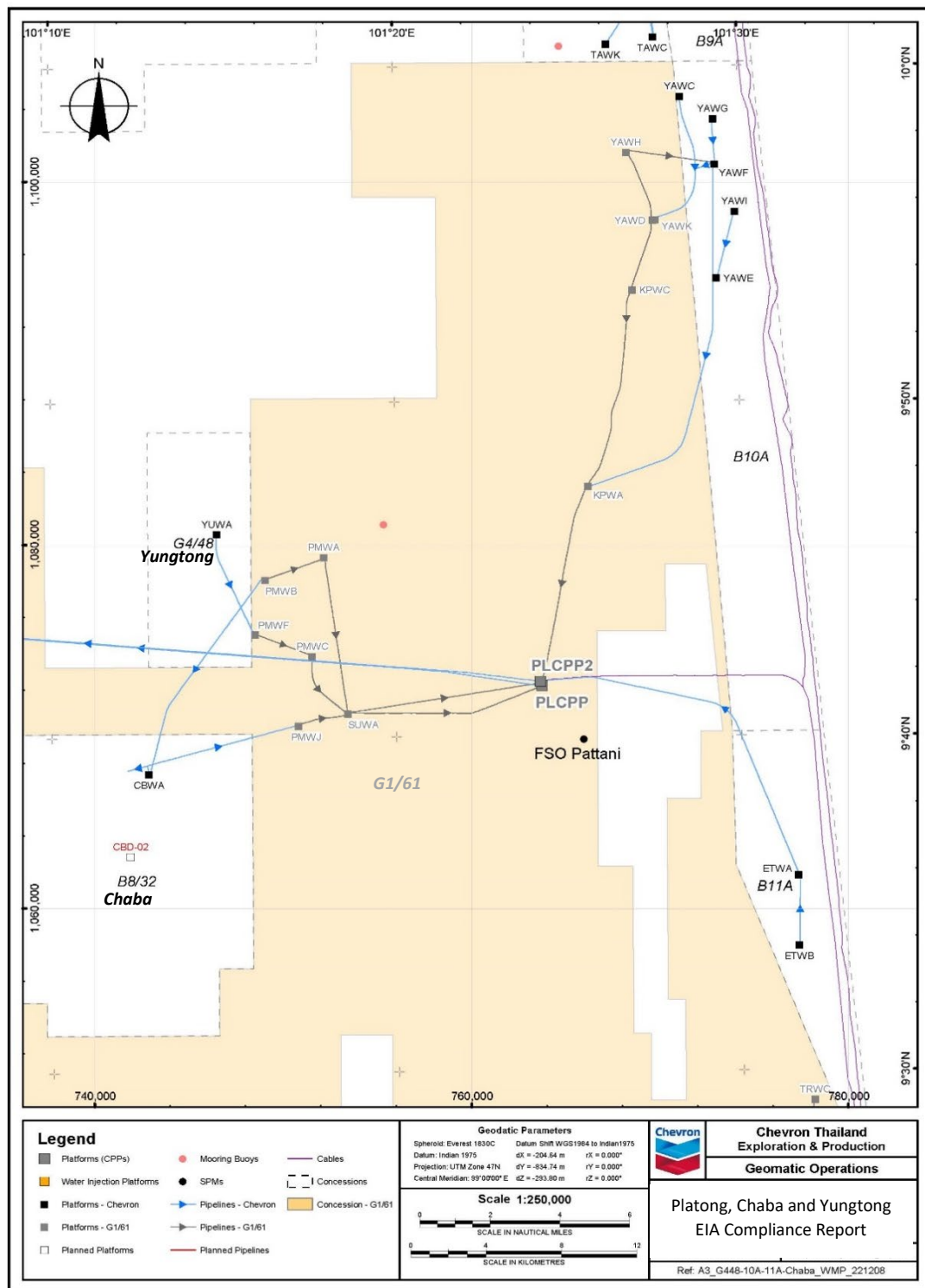
1.2.2.2 แหล่งขบ

การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งขบ ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย แท่นหลุมผลิตในปัจจุบัน 1 แท่น ได้แก่ CBWA และแท่นหลุมผลิตที่อาจจะติดตั้งในอนาคต 5 แท่น หากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม รวมถึงระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลในปัจจุบัน 2 แนวท่อ และท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่อาจจะติดตั้งในอนาคตหากมีปริมาณน้ำมันมากเพียงพอและปัจจัยทางเศรษฐกิจมีความเหมาะสม โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลของศูนย์กลางการผลิตปลาทองในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G1/61 ซึ่งดำเนินการโดยบริษัท PTTEP ED เพื่อนำปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งขบไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง

1.2.2.3 แหล่งยูงทอง

การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งยูงทอง ตามที่ระบุในรายงานฯ ประกอบด้วย การติดตั้งแท่นหลุมผลิตจำนวนรวมทั้งสิ้น 3 แท่น และระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล โดยมีการเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลของศูนย์กลางการผลิตปลาทอง 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 (2567)

หมายเหตุ: CTEP Facilities Schematic Diagram as of 28 February 2024. 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. 2567 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. 2567 ไม่มีการดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตหรือท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติมสำหรับแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งชบา และแหล่งยูงทอง

1.2.3.2 การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต

ในปี พ.ศ. 2567 ไม่มีการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมสำหรับแปลงสำรวจหมายเลข 10A 11A แหล่งชบา และแหล่งยูงทอง

1.2.3.3 การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต

ปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจะถูกส่งขึ้นมาตามท่อขึ้นเข้าสู่ระบบทดสอบและเพิ่มแรงดันเพื่อส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นผลิตกลางที่ศูนย์กลางปลาทองในแปลงสำรวจ 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 (อุปกรณ์ที่ใช้ในการทำความสะอาดภายในท่อ) เข้าและออกจากท่อได้ทะเลและเนื่องจากกระสวยสามารถใช้ได้ในทั้งสองทิศทาง จึงจำเป็นต้องมีทั้งส่วนรับและส่วนส่งกระสวยอยู่บนแท่นหลุมผลิตเดียวกัน
- ระบบสาธารณูปโภคและสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ (Stand-alone Utilities) ประกอบด้วย ระบบกำเนิดไฟฟ้า ไฟแสงสว่าง เครื่องสูบน้ำ และเครื่องเพิ่มแรงดันลม

แท่นหลุมผลิตในขอบเขตการดำเนินงานของบริษัท เชฟรอนฯ ในปี พ.ศ. 2567 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. 2567 มีการดำเนินงานรื้อถอน รวมทั้งการเตรียมงานที่เกี่ยวข้องกับการรื้อถอน ดังนี้

- การปลดเรือ PFSO และการรื้อถอนสิ่งติดตั้งได้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือ PFSO: โดยบริษัท เชฟรอนฯ ได้หยุดการรับปิโตรเลียมเข้าสู่ถังกักเก็บปิโตรเลียมของเรือ PFSO ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2566 หลังจากนั้นได้ปลดเรือ PFSO และนำออกจากพื้นที่ในวันที่ 22 มีนาคม 2567 รวมทั้งได้ดำเนินการรื้อถอน

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย

สิ่งติดตั้งที่เกี่ยวข้องกับเรือ PFSO และนำออกจากพื้นที่เสร็จสิ้นในวันที่ 31 มีนาคม 2567 การดำเนินงานดังกล่าวเป็นไปตามแผนงานที่ได้รับความเห็นชอบดังนี้

- แผนงานการรื้อถอนโดยละเอียดและประมาณการค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนโครงการรื้อถอนสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เกี่ยวข้องกับเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี แปลงสำรวจในอ่าวไทยหมายเลข 10 และ 11 ได้รับความเห็นชอบจาก ชร. ตามหนังสือที่ พน 0305/993 ลงวันที่ 21 เมษายน พ.ศ. 2565
- แผนการจัดการของเสียสำหรับโครงการปลดระวางและเคลื่อนย้ายเรือกักเก็บปิโตรเลียมปัตตานี ของบริษัทเซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ได้รับความเห็นชอบจาก ชร. ตามหนังสือที่ พน 0308/2926 ลงวันที่ 31 ตุลาคม 2565
- การหยุดผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตยูงทอง: โดยบริษัท เซฟรอนฯ ได้หยุดการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต YUWA ตั้งแต่เดือนเมษายน พ.ศ. 2566 จึงไม่มีการส่งปิโตรเลียมจากแท่นดังกล่าวไปยังศูนย์กลางการผลิตปลาทองในแปลงสำรวจ G1/61 ทั้งนี้บริษัท เซฟรอนฯ อยู่ระหว่างการเตรียมงานเพื่อการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง และเข้าสู่กระบวนการขอความเห็นชอบเพื่อดำเนินการรื้อถอนจาก ชร.

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 สัตว์น้ำดิน 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

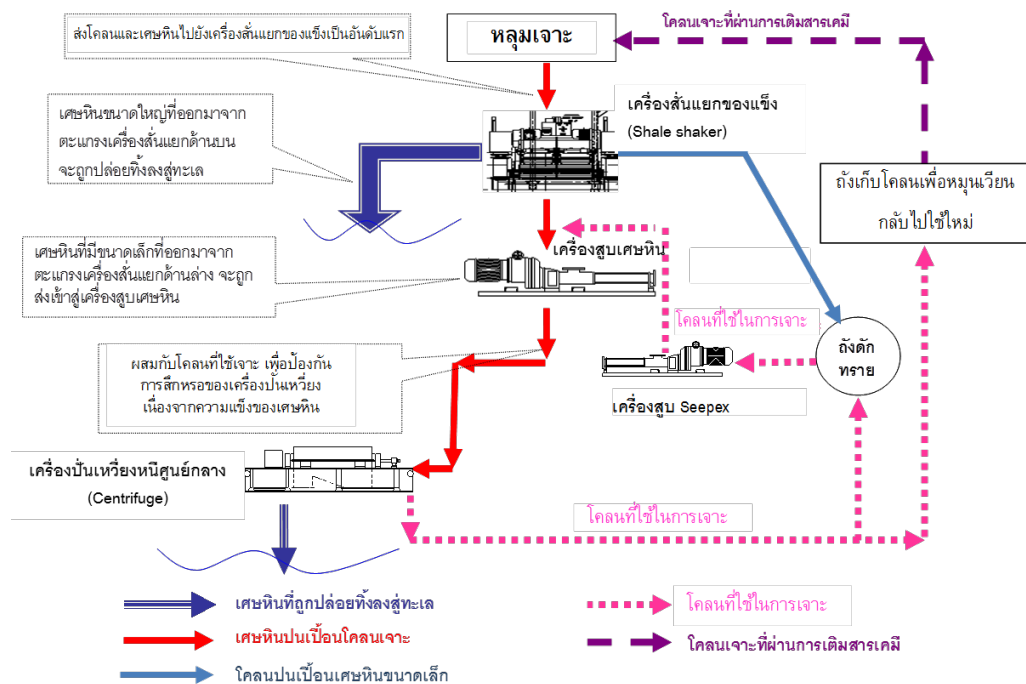
- การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ (หัวข้อ 1.3.1)
- การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (หัวข้อ 1.3.2)

- 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
 - ส่วนที่เป็นเศษหินขนาดเล็กที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งเข้าเครื่องสูบน้ำเศษหินและส่งไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (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 จากเศษหินที่ระบบควบคุมของแท่นเจาะโดยเครื่องสั่น แยกของแข็ง — เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล ผ่านทางท่อที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลง — โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแท่นเจาะจะถูก นำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ — ในการทำความสะอาดหลุม โคลนเจาะชนิด WBM ที่แยกได้จาก ระบบควบคุมของแท่นเจาะจะนำมาทำความสะอาดหลุมเดิมอีกครั้ง 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
น้ำที่ระบายจากชั้นคาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน	<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
น้ำที่ระบายจากชั้นคาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน	<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

- การระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Cold Venting) จากระบบ IG system ของถังเก็บน้ำมันดิบที่เรือ PFSO
- 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 ที่เรือ PFSO แทนหลุมผลิต 9 แท่น และเรือสนับสนุนที่ใช้ในกิจกรรมการขนส่ง

ข้อมูลปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมที่ระบายออกสู่บรรยากาศ รายเดือน ตลอดจนการดำเนินการผลิตจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ และเรือ PFSO ในปี พ.ศ. 2567 แสดงใน **ภาคผนวก 2** โดย บริษัทฯ ได้จัดทำรายงานและทำการรายงานผลของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี ตามแนวทางที่ชช. กำหนด โดยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในปี พ.ศ. 2567 ของ แหล่งปลาทอง 4,524 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)

1.3.5 การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ

การจัดการของเสียที่เกิดจากกิจกรรมต่างๆ ของบริษัท เชฟรอนฯ จะดำเนินการตามนโยบายการจัดการของเสียที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของ ชช. รายละเอียดการจัดการของเสียอันตรายมีดังต่อไปนี้

1.3.5.1 การคัดแยกประเภทของเสีย ณ แหล่งกำเนิด

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลทั้งหมดของบริษัท เชฟรอนฯ 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 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 (2567)

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 • ไม้กรองใช้แล้วที่เป็น 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 ของเสียดัดเชื้อ 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 การประยุกต์ใช้ระบบบำบัดน้ำเสียตามประเภทของเสีย และการขนส่งของเสียขึ้นฝั่งเพื่อนำไปกำจัด รวมถึงการจัดทำระบบเอกสาร ซึ่งประกอบด้วย รายการของเสีย (Waste Register) เอกสารการขนส่งของเสียทางเรือ (Waste Shipment Documentation) เอกสารกำกับกำกับการขนส่งของเสีย (Waste Manifest) เพื่อติดตามการขนส่งและกำจัดของเสียในทุกๆ ระยะ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียทุกประเภทได้รับการจัดการอย่างถูกต้องตามที่กฎหมายระบุไว้

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 2567

แหล่งผลิต	ปริมาณ (ตัน)			
	ของเสีย ไม่อันตราย	ของเสียอันตราย ที่ไม่ปนเปื้อนปรอท	ของเสีย ปนเปื้อนปรอท	ของเสียที่สามารถ นำกลับมา หมุนเวียนใช้ได้
แปลงสำรวจ 10A 11A แหล่งขบหา และแหล่งขุดทอง ^{1/}	2.11	1.15	1.91	5.67
PFSO ^{2/}	26.03	4.73	0.62	25.73

หมายเหตุ: ^{1/} ในปี พ.ศ. 2566 กิจกรรมบนแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ มีเพียงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงซึ่งทำให้เกิดของเสียเพียงเล็กน้อยซึ่งได้รวบรวมกำจัดโดย PTTEP ED

^{2/} เรือ PFSO หยุดการรับปิโตรเลียมเข้าสู่ถังเก็บปิโตรเลียมของเรือตั้งแต่เดือนตุลาคม 2566 โดยการปลดเรือ PFSO และการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่เกี่ยวข้องกับเรือ เสร็จสิ้นในวันที่ 31 มีนาคม 2567

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2567)

1.3.6 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan)

ในปี พ.ศ. 2567 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

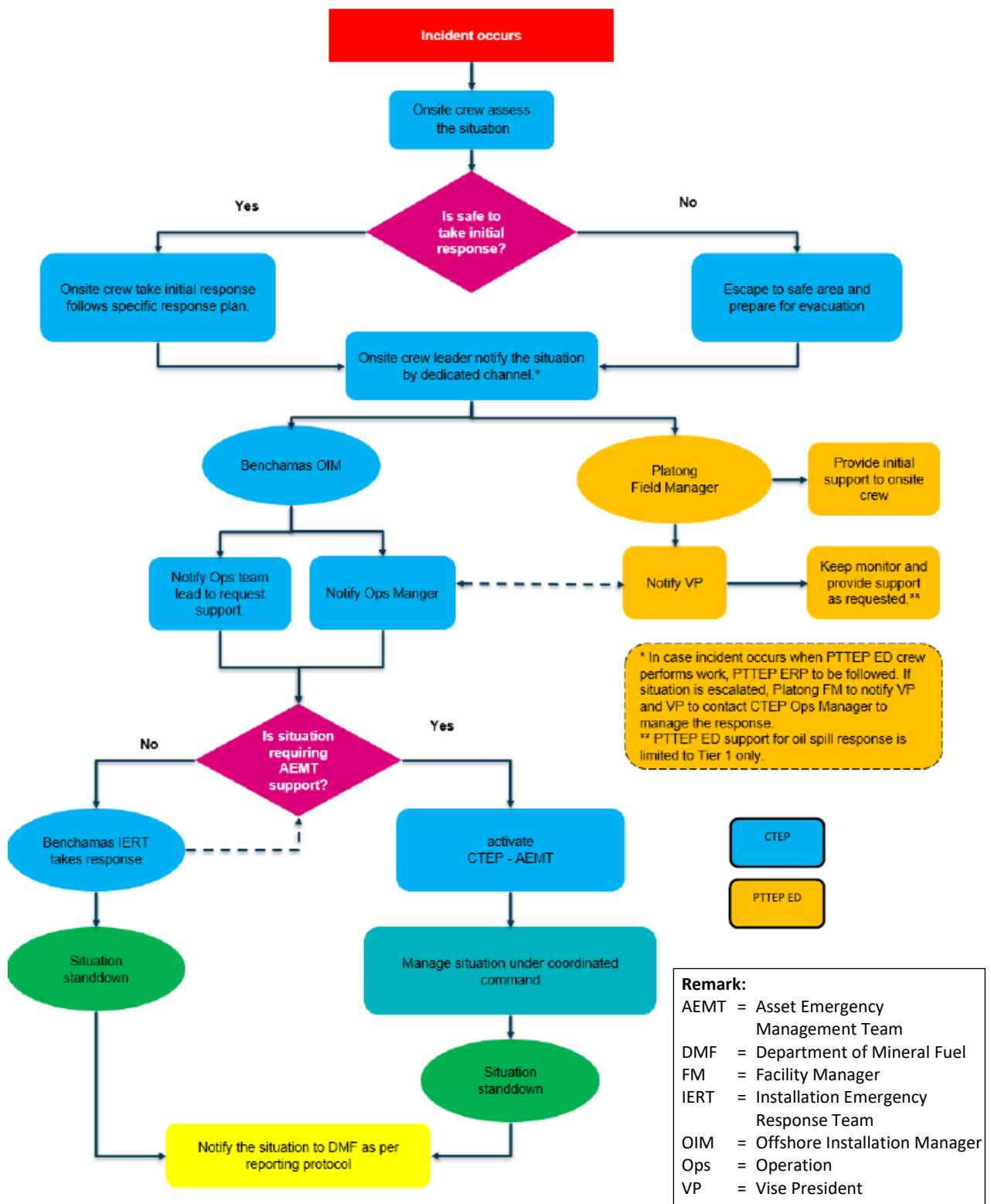
ทั้งนี้ เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินขึ้นที่แทนหลุมผลิตของโครงการฯ และท่อที่เชื่อมต่อกับแทนหลุมผลิตดังกล่าว ผู้ที่อยู่ในเหตุการณ์จะตอบสนองในเบื้องต้น และ/หรือ แจ้งเหตุตามช่องทางที่กำหนดไว้ดังรูปที่ 1-5 โดยจะสื่อสารไปยังผู้รับผิดชอบของบริษัท เชฟรอนฯ และของ PTTEP ED เพื่อร่วมกันตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้น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

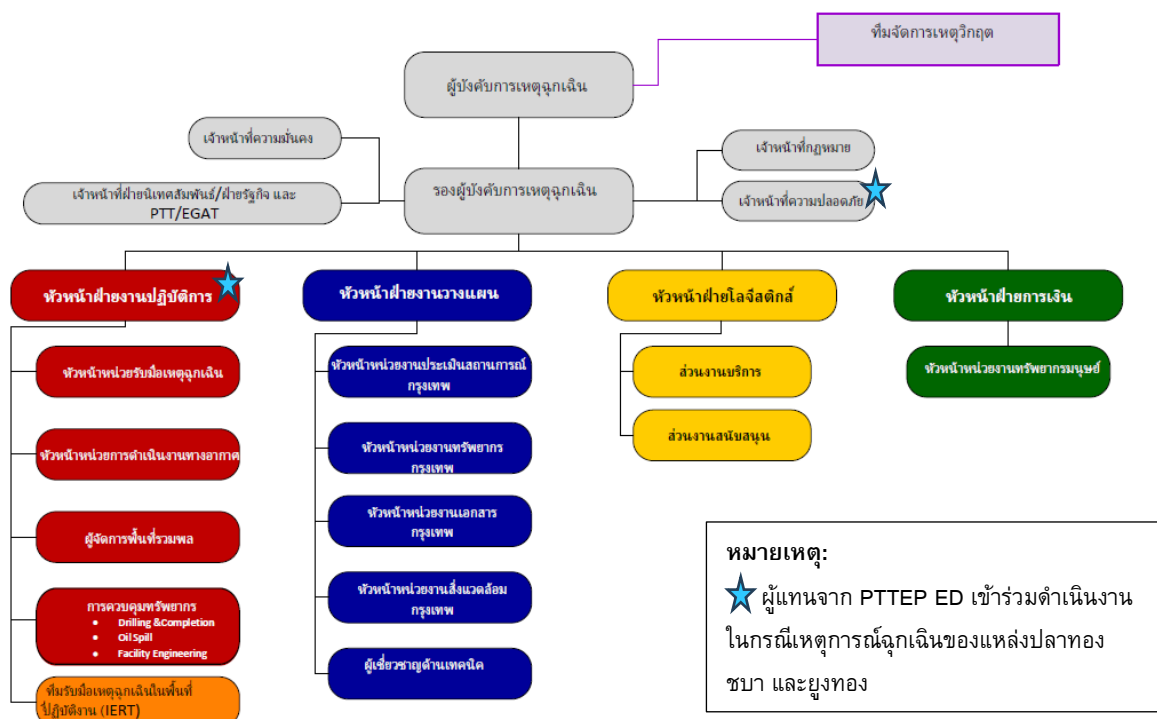
— ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2567)

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

- เมื่อพนักงานพบเห็นเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องมีการแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยสัญญาณแจ้งเหตุ จากนั้น ห้องควบคุมส่วนกลางประกาศให้พนักงานที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ ทั้งหมดอพยพไปยังจุดรวมพลที่กำหนดไว้ 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 บนแท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัย มีระบบดับเพลิงที่พร้อมจะใช้ดับเพลิงบนแท่นได้อยู่แล้ว อาทิ ระบบน้ำดับเพลิง หัวฉีดน้ำดับเพลิง และถังดับเพลิง เป็นต้น

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



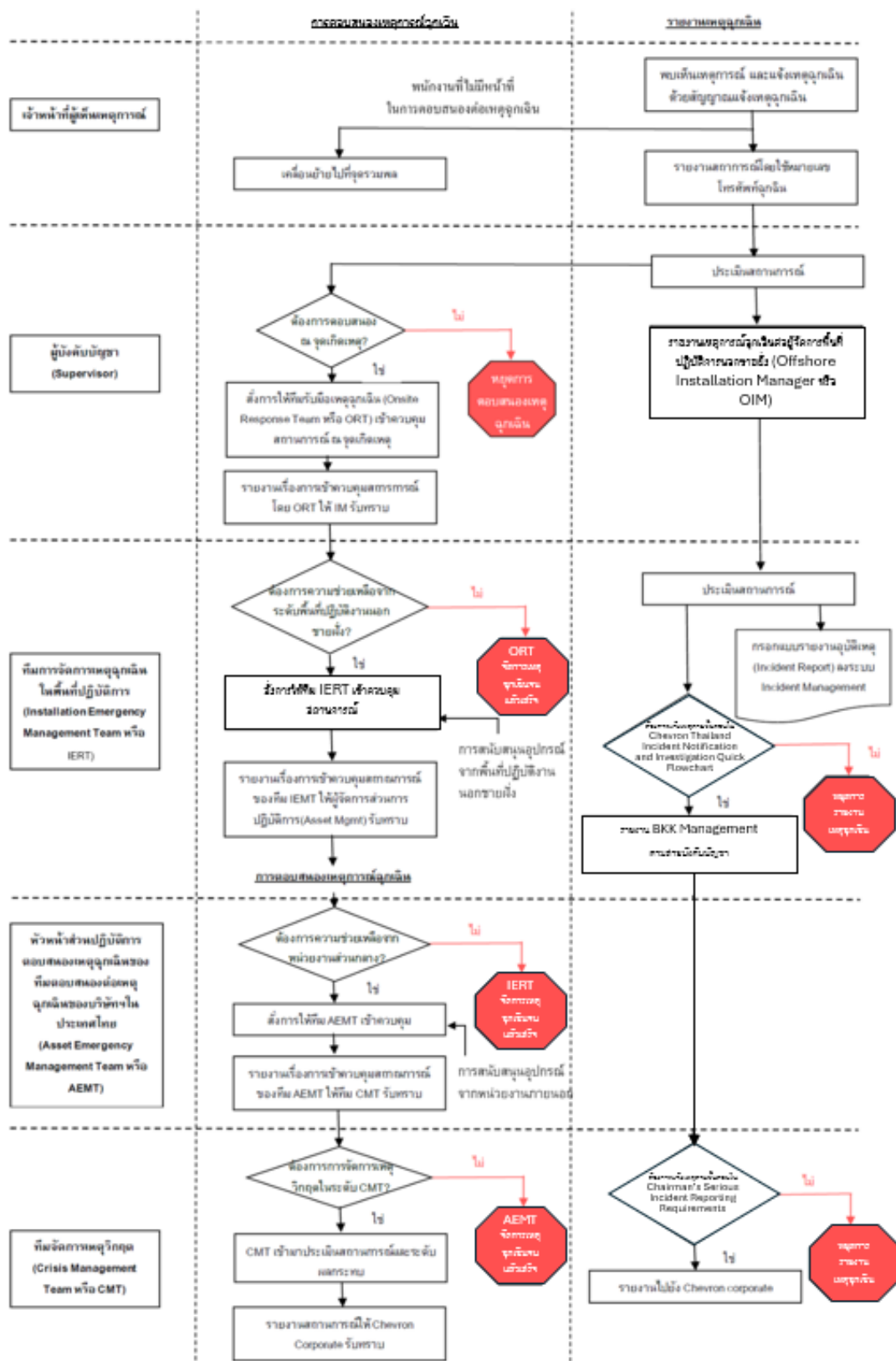
ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2567)

รูปที่ 1-6 แผนผังองค์กรของทีมตอบสนองกรณีฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT)

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งชบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งยุงทอง บริเวณอ่าวไทย



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2567)

รูปที่ 1-7 ผังการปฏิบัติงานของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์เงินของบริษัท เซฟรอนฯ ประเทศไทย

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)
- 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

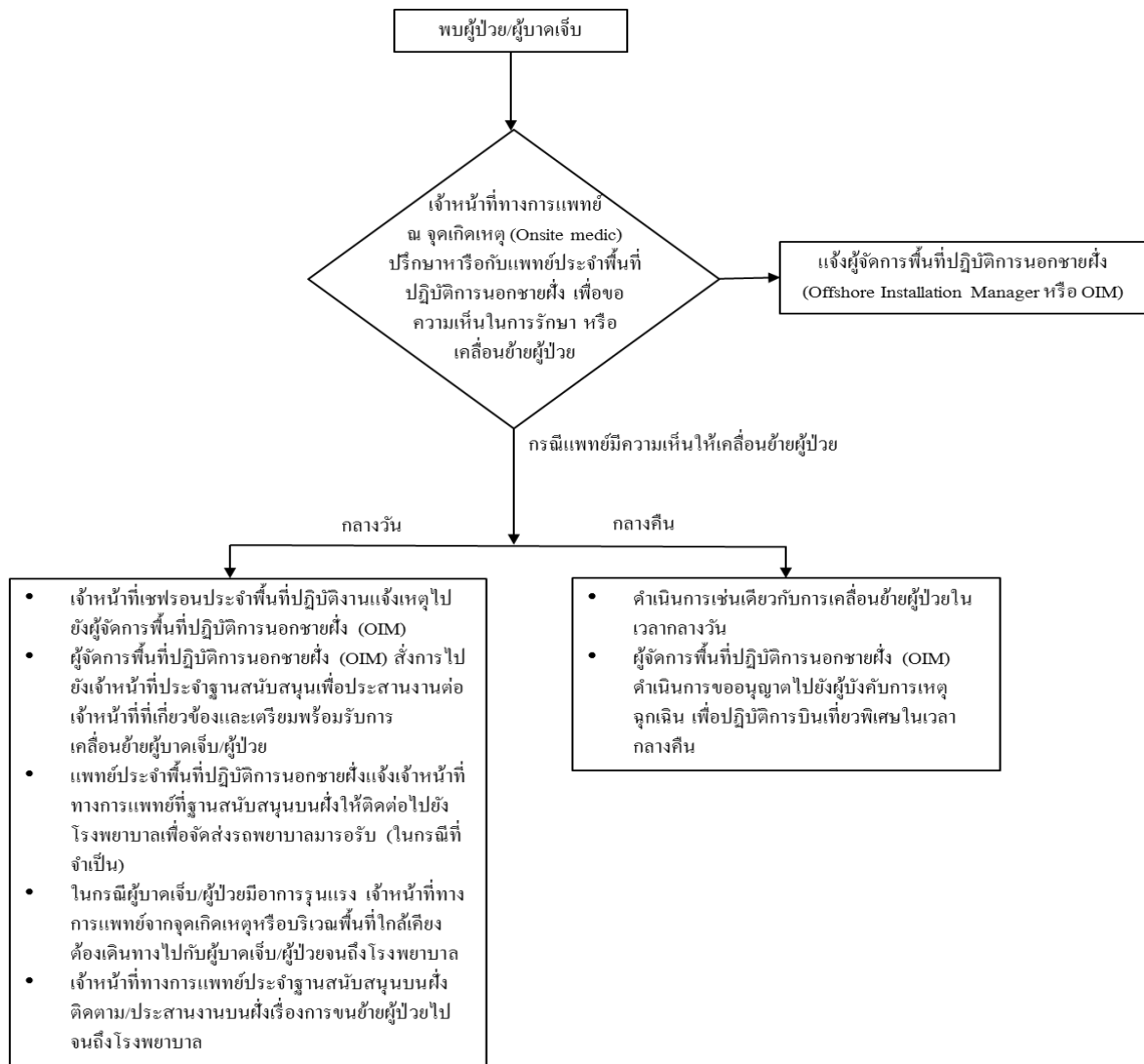
โรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาดใหญ่ในจังหวัดสงขลา นครศรีธรรมราช และชลบุรี ที่มีระบบการให้บริการทางสาธารณสุขเพียงพอที่จะรองรับจำนวนพนักงานและเป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัท เชฟรอนฯ รวมถึงต้องมีระบบรองรับการขนย้ายผู้ป่วยด้วยเฮลิคอปเตอร์

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขบา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขลุ่ยทอง บริเวณอ่าวไทย

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



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2567)

รูปที่ 1-8 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) มาตรฐาน

การตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันระดับนานาชาติ และแนวทางตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ แบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่แหล่งน้ำออกเป็น 3 ระดับ สำหรับการประสานความร่วมมือเพื่อปฏิบัติการจัดการน้ำมัน ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-8 การแบ่งระดับความรุนแรงของการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล

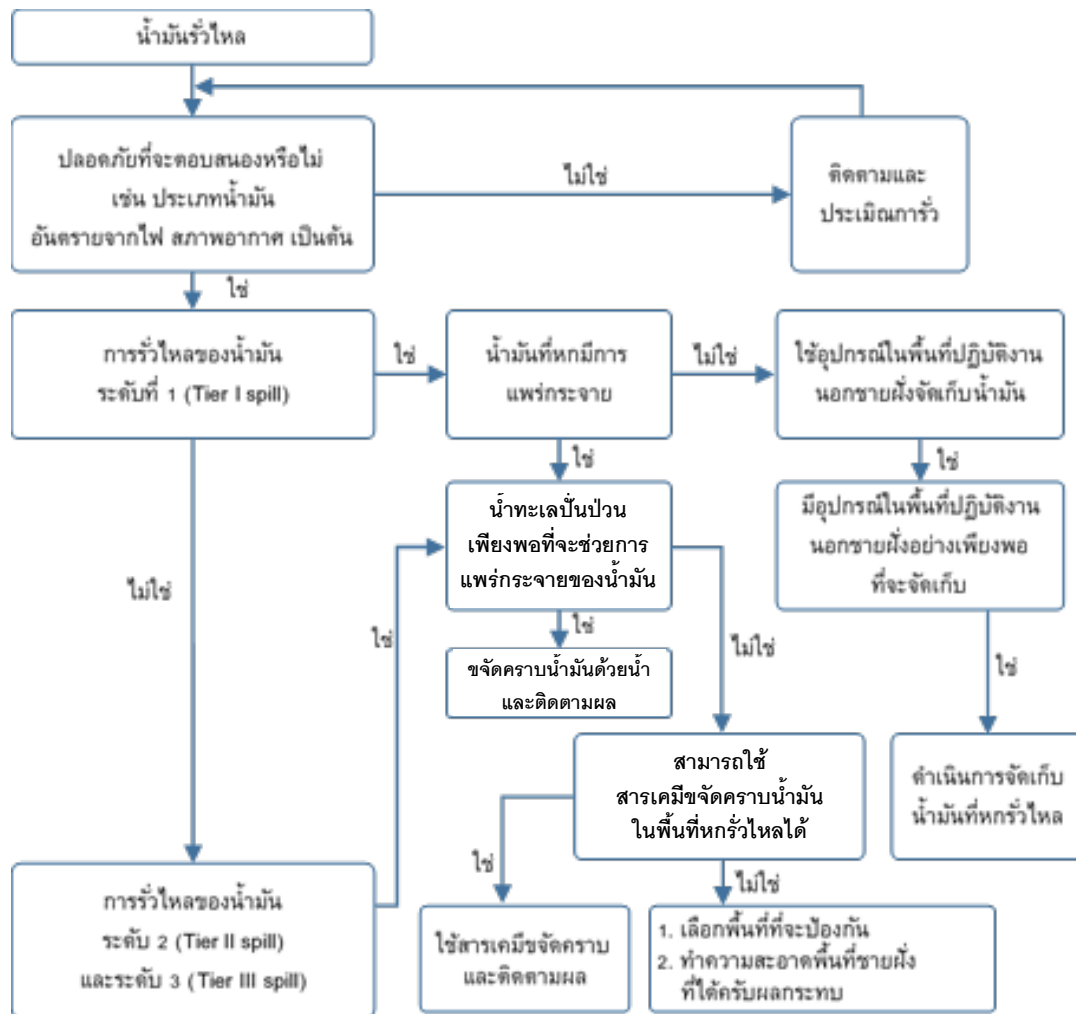
ระดับความรุนแรง ของเหตุการณ์	การแบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมัน
ระดับที่ 1 (Tier I)	น้ำมันรั่วไหลขนาดเล็ก ไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล) อาจเกิดจากกิจกรรมขนถ่ายน้ำมันบริเวณท่าเทียบเรือ เป็นต้น การดำเนินการจัดการน้ำมันในระดับนี้ เป็นความรับผิดชอบของหน่วยงานที่ก่อให้เกิดการรั่วไหล และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 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 (2567)

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 เซฟรอนฯ (2567)

รูปที่ 1-9 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน

ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์/บุคลากรในการตอบสนองเหตุรั่วไหลจากสถานที่ต่างๆ แสดงในตารางที่ 1-9

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 (2567)

1.3.6.3 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น

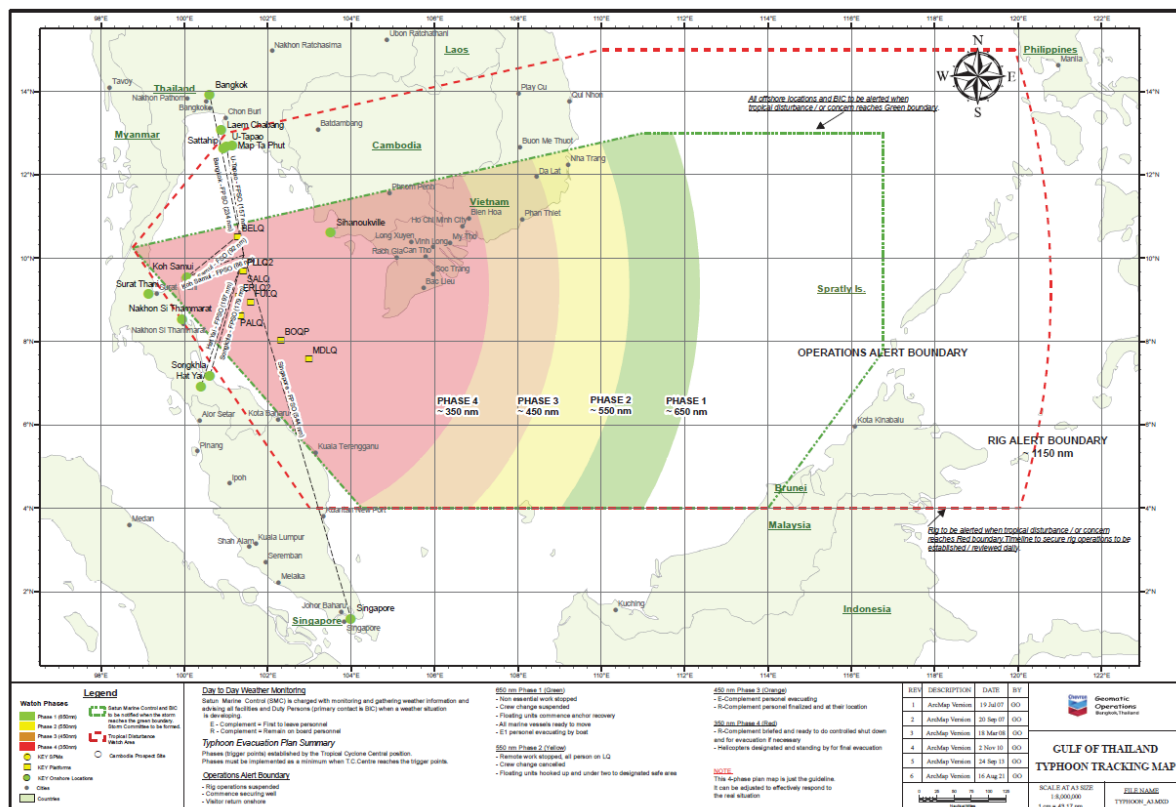
บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดทำแนวทางการปฏิบัติในเหตุการณ์การเกิดพายุและไต้ฝุ่น สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง โดยวิธีการปฏิบัติเหล่านี้เป็นไปตามหลักการที่ว่า การป้องกันที่ดีที่สุดเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น คือ “การอพยพออก” เมื่อพิจารณาฤดูกาลเกิดพายุไต้ฝุ่นในอ่าวไทย จะอยู่ประมาณเดือนสิงหาคมถึงมกราคม 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 เซฟรอนฯ และของบริษัทคู่สัญญา รวมถึงเป็นข้อมูลสำคัญในการตัดสินใจในการสละฐานปฏิบัติงาน

นอกจากนี้ บริษัท เซฟรอนฯ ยังได้ติดตั้งอุปกรณ์พยากรณ์และตรวจติดตามพายุไต้ฝุ่นในช่วงฤดูมรสุม และจัดทำมีการรายงานสภาพอากาศทุกวัน รวมถึงจัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินสำหรับแต่ละพื้นที่กรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะทำให้การทบทวน ผักซ้อมการอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอทุกปี



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2567)

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 จนส่งผู้

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งหมา และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งขงทอง บริเวณอ่าวไทย

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 ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับพนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงานในฐานะปฏิบัติการในกรณีเกิดเหตุการณ์ก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงฤดูมรสุมของทุกปี

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

- กัปตันเจ้าหน้าที่หน่วยงานควบคุมการเดินเรือของบริษัท เชฟรอนฯ (Marine Control)
- กัปตันเจ้าผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (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 และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการพัฒนาน้ำมันดิบในแปลงสำรวจหมายเลข 10A, 11A, 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	1 ฉบับ
2. รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม	3 ปี 1 ครั้ง	ผนวกไว้ในเล่มเดียวกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งปลาทอง (ระยะที่ 1 และ 2) โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติพื้นที่ผลิตปลาทอง ระยะที่ 2

โครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งชบา และโครงการพัฒนาน้ำมันดิบแหล่งยูงทอง บริเวณอ่าวไทย

ดังนั้น บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานฉบับนี้ เพื่อเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2567 โดยจะจัดส่งรายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

- สผ. จำนวน 1 ฉบับ พร้อม CD-ROM 1 ชุด
- ชร. 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