

1 บทนำ

บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (บริษัท เซฟรอนฯ) ได้ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข (แปลงสำรวจ) B8/32 (แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจามจุรี และแหล่งเบญจมาศเหนือ) และแปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งลันดา และแหล่งสุรินทร์) ซึ่งมีการเชื่อมต่อระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลเพื่อขนส่งปิโตรเลียมมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ ในแปลงสำรวจ B8/32

การพัฒนาปิโตรเลียมดังกล่าวนี้ ได้ดำเนินการตามเงื่อนไขที่กำหนดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฯ) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจ และ/หรือ ผลิตปิโตรเลียม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) แล้ว ซึ่งครอบคลุมถึงรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม จำนวน 7 โครงการ ได้แก่

- 1) โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แปลงสัมปทานที่ B8/32 แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง บริเวณอ่าวไทย ของ บริษัท เมอร์กส์ ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด (ปัจจุบัน คือ บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด) ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ วว 0804/7878 ลงวันที่ 8 กรกฎาคม พ.ศ. 2540
- 2) โครงการพัฒนาปิโตรเลียม แหล่งมะลิวัลย์ ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียม บล็อก B8/32 บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ วว 0804/10119 ลงวันที่ 2 กันยายน พ.ศ. 2544
- 3) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งจามจุรี แปลงสัมปทาน B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ ทส 1009/784 ลงวันที่ 20 มกราคม พ.ศ. 2548
- 4) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งเบญจมาศเหนือ แปลงสัมปทาน B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ ทส 1009/786 ลงวันที่ 20 มกราคม พ.ศ. 2548

- 5) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแปลงสัมปทาน 9A บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ ทส 1009/775 ลงวันที่ 20 มกราคม พ.ศ. 2548 (**แปลงสัมปทานนี้ได้ยุติการผลิตในปี 2562 และอยู่ในกระบวนการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในแปลงภายใต้การกำกับดูแลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จึงไม่ได้รวมอยู่ในรายงานฉบับนี้**)
- 6) โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งลันตา แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข G4/43 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือ เลขที่ ทส. 1009/8747 ลงวันที่ 27 กันยายน พ.ศ. 2550
- 7) โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งมะลิวัลย์ ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอนออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.2/8703 ลงวันที่ 17 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551
- 8) โครงการผลิตปิโตรเลียมของ บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด แหล่งสุรินทร์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G4/43 ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.2/4721 ลงวันที่ 24 เมษายน พ.ศ. 2556

ทั้งนี้ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้กำหนดให้เจ้าของโครงการฯ ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียมโดยต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) ที่ได้รับการพิจารณาเห็นชอบแล้ว (ดังแสดงในภาคผนวก 1) อย่างเคร่งครัด และจัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าวเพื่อเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) เป็นประจำทุกปี

บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2568 เพื่อเสนอต่อ สผ. และ ชธ.

1.1 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์หลักของการจัดทำรายงานฯ ได้แก่

- 1) เพื่อรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งกำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม
- 2) เพื่อรายงานปัญหาและอุปสรรคต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น และเสนอแนวทางในการแก้ไขเพื่อให้โครงการฯ สามารถป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับแนวทางในการปฏิบัติของอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากที่สุด
- 3) เพื่อติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมบริเวณพื้นที่โครงการฯ

1.2 รายละเอียดโดยสังเขปของโครงการฯ

รายงานนี้นำเสนอรายละเอียดและสถานภาพการดำเนินงานของโครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งเบญจมาศเหนือ แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 และแหล่งจามจรี ในแปลงสำรวจ B8/32 (เดิมเรียกว่าแปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 โดยมีการเปลี่ยนแปลงการเรียกชื่อตามข้อเสนอแนะของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) รวมทั้งแหล่งลันตา และแหล่งสุรินทร์ ในแปลงสำรวจ G4/43 ซึ่งส่งปิโตรเลียมไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ

1.2.1 การผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 และแปลงสำรวจ G4/43

1.2.1.1 รายละเอียดทั่วไปและความเป็นมา

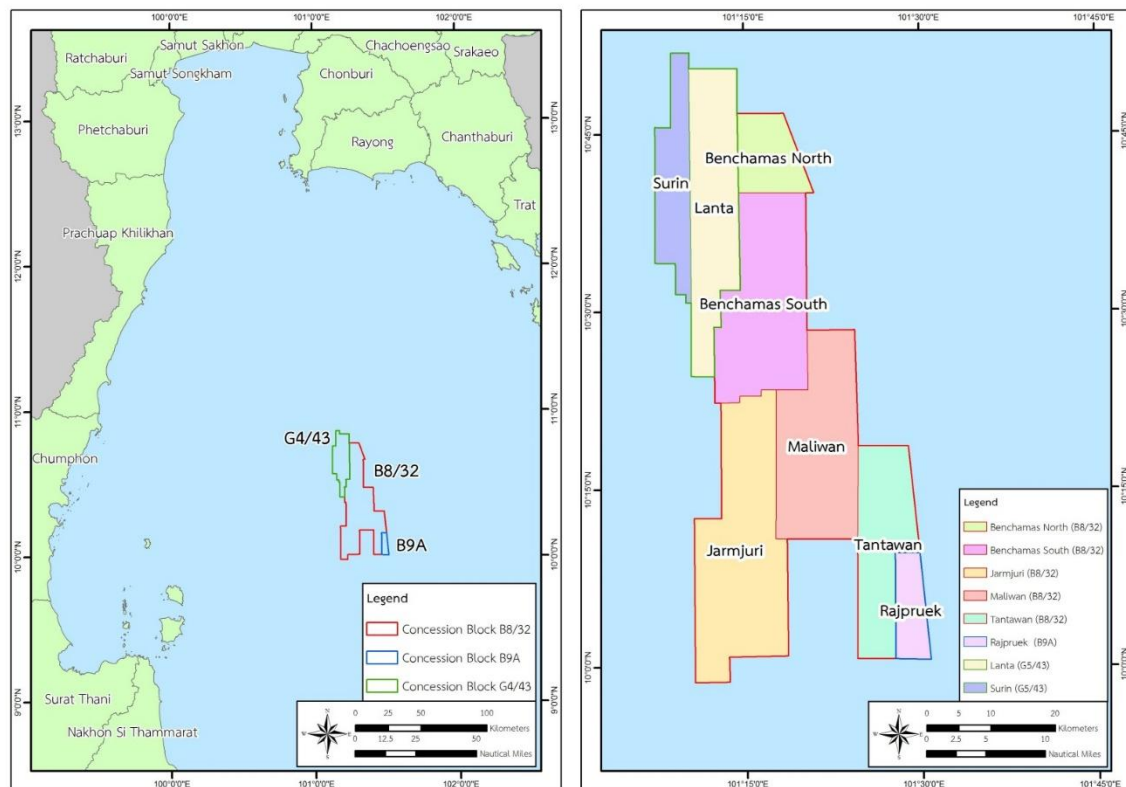
รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมจากแปลงสำรวจ B8/32 (จากแหล่งเบญจมาศเหนือ เบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 และแหล่งจามจรี) และแปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งลันตา และแหล่งสุรินทร์) ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ระบุข้อมูลรายละเอียดของโครงการฯ สรุปได้ดังนี้

1.2.1.1(1) ชื่อโครงการฯ

- 1) โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แปลงสัมปทานที่ B8/32 แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง บริเวณอ่าวไทย ของ บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (เดิมผู้รับสัมปทานและดำเนินการ คือ บริษัท เมอร์กส์ ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด)
- 2) โครงการพัฒนาปิโตรเลียม แหล่งมะลิวัลย์ ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด พื้นที่สัมปทานปิโตรเลียม บล็อก B8/32 บริเวณอ่าวไทย
- 3) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งจามจรี แปลงสัมปทาน B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด
- 4) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งเบญจมาศเหนือ แปลงสัมปทาน B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด
- 5) โครงการผลิตปิโตรเลียม พื้นที่ผลิตมะลิวัลย์ ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอนออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด
- 6) โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งลันตา แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข G4/43 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด
- 7) โครงการผลิตปิโตรเลียมของ บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด แหล่งสุรินทร์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G4/43

1.2.1.1(2) สถานที่ตั้งโครงการฯ

แหล่งเบญจมาศเหนือ แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 และแหล่งจามจุรี ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจ B8/32 ส่วนแหล่งลันตาและแหล่งสุรินทร์ ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจ G4/43 บริเวณอ่าวไทย ดังแสดงในรูปที่ 1-1



ที่มา: ดัดแปลงจาก รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งเบญจมาศเหนือ แปลงสัมปทาน B8/32 บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (ไออีเอ็ม, 2548) และ รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมจากแปลงสัมปทาน 9A บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (ไออีเอ็ม, 2548)

รูปที่ 1-1 ที่ตั้งโครงการฯ

1.2.1.1(3) ชื่อเจ้าของโครงการฯ (ในปัจจุบัน)

บริษัท เซฟรอน (ออฟชอร์) ประเทศไทย จำกัด

ที่อยู่: เลขที่ 19 อาคารไทยพาณิชย์ ปาร์ค พลาซ่า อีสท์ อาคาร 3 ถนนรัชดาภิเษก แขวงจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

โทรศัพท์: 02-545-5555

1.2.1.1(4) วันที่รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ

- 1) โครงการพัฒนาปิโตรเลียม แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง – ประชุมครั้งที่ 6/2540 เมื่อวันที่ 18 มิถุนายน พ.ศ. 2540
- 2) โครงการพัฒนาปิโตรเลียม แหล่งมะลิวัลย์ – ประชุมครั้งที่ 15/2544 เมื่อวันที่ 14 สิงหาคม พ.ศ. 2544
- 3) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งจามจุรี – ประชุมครั้งที่ 4/2547 เมื่อวันที่ 11 มิถุนายน พ.ศ. 2547
- 4) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งเบญจมาศเหนือ – ประชุมครั้งที่ 4/2547 เมื่อวันที่ 11 มิถุนายน พ.ศ. 2547
- 5) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งลันตา – ประชุมครั้งที่ 13/2552 เมื่อวันที่ 18 สิงหาคม พ.ศ. 2550
- 6) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งมะลิวัลย์ ระยะที่ 2 – ประชุมครั้งที่ 16/2551 เมื่อวันที่ 7 ตุลาคม พ.ศ. 2551
- 7) โครงการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งสุรินทร์ – ประชุมครั้งที่ 40/2555 เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน พ.ศ. 2555

1.2.1.1(5) วันที่เริ่มกิจกรรมโครงการฯ

พ.ศ. 2540 – ปัจจุบัน

1.2.1.1(6) การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการฯ

ตารางที่ 1-1 การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านของโครงการฯ

[illegible]

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2568
โครงการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งเบญจมาศใต้และผากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจางจู้ แหล่งเบญจมาศเหนือ)
แปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งสันตา และแหล่งกรินทร์) และแปลงสำรวจ 9A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 1-1 การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการฯ

การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2567	มกราคม พ.ศ. 2568
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2568 (รายงานฉบับนี้)	มกราคม พ.ศ. 2569
แหล่งมะลิวัลย์ ระยะที่ 2 แปลงสำรวจ B8/32	
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2553-2554	เมษายน พ.ศ. 2556
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2555	ธันวาคม พ.ศ. 2557
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2556	เมษายน พ.ศ. 2558
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2557	ธันวาคม พ.ศ. 2558
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2558	พฤษภาคม พ.ศ. 2560
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	ธันวาคม พ.ศ. 2560
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ 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
แหล่งสุรินทร์ แปลงสำรวจ G4/43	
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2558	พฤษภาคม พ.ศ. 2560
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	ธันวาคม พ.ศ. 2560
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ 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

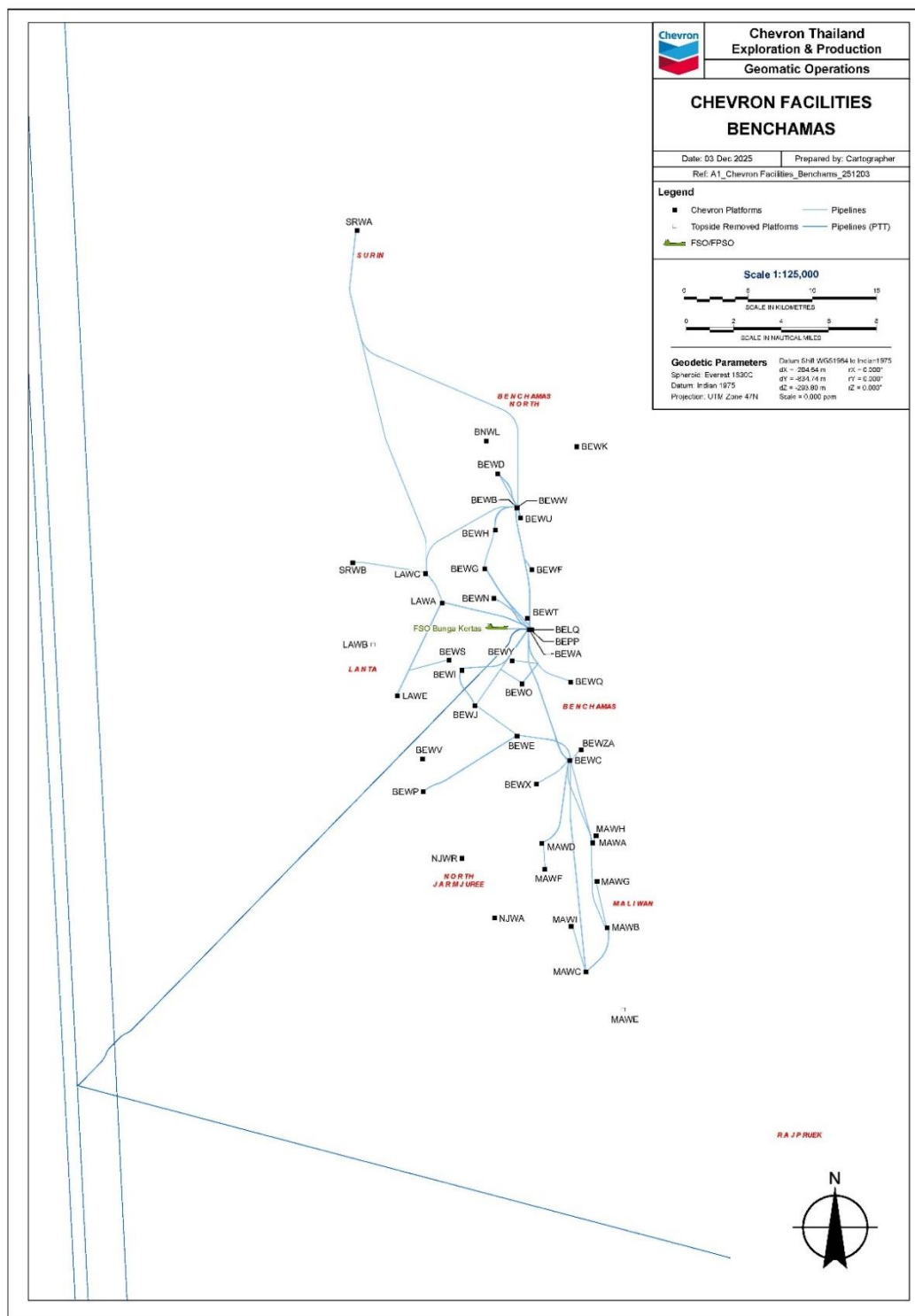
1.2.1.2 องค์ประกอบของโครงการ

การพัฒนาปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43 มีโครงสร้างที่เป็นส่วนประกอบหลักในปัจจุบัน (รูปที่ 1-2) ดังนี้

- แท่นผลิตกลางเบญจมาศ (Benchamas Central Processing Platform, BEPP) ซึ่งได้รับการออกแบบให้มีความสามารถในการผลิตน้ำมันดิบ 60,000 บาร์เรลต่อวัน และผลิตก๊าซธรรมชาติ 180 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
- แท่นที่พักอาศัยเบญจมาศ (Benchamas Living Quarter, BELQ) ซึ่งมีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตกลางเบญจมาศ
- เรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO Bunga Kertas (FPSO BUK) ทำหน้าที่ในการกักเก็บน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแท่นผลิตกลางเบญจมาศ มีการติดตั้งแท่นที่เรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียมเบญจมาศ (BFSO2) โดยเรือ FPSO BUK เริ่มปฏิบัติงานเมื่อวันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568 มีการกำกับจัดการของเสียตามแผนการจัดการของเสียสำหรับ เรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO Bunga Kertas ในระยะการผลิตปิโตรเลียม ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ที่ได้รับการอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (พน 0308/2493 ลงวันที่ 29 สิงหาคม พ.ศ. 2567)
- แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform, WHPs) รวม 39 แท่น ที่ตั้งอยู่ในแหล่งผลิตปิโตรเลียมต่าง ๆ ภายในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43 ดังนี้
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง จำนวน 22 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต BEWA, BEWB, BEWC, BEWD, BEWE, BEWF, BEWG, BEWH, BEWI, BEWJ, BEWN, BEWO, BEWP, BEWQ, BEWS, BEWT, BEWU, BEWV, BEWW, BEWX, BEWY และ BEWZA
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งเบญจมาศเหนือ จำนวน 2 แท่น ได้แก่ BEWK และ BNWL
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งมะลิวัลย์ จำนวน 8 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต MAWA, MAWB, MAWC, MAWD, MAWF, MAWG, MAWH และ MAWI
(หมายเหตุ: MAWI เป็นแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งในปีพ.ศ. 2568 โดยการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตจาก LAWB มาติดตั้ง ทั้งนี้ มีแผนดำเนินการเจาะหลุมผลิต (Production Drilling) ในปี พ.ศ. 2569)
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งลันตา จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต LAWA, LAWC และ LAWE
(หมายเหตุ: ส่วนบนของแท่นหลุมผลิต LAWB มีการรื้อถอนและติดตั้งที่ MAWI ทั้งนี้ ส่วนของขาแท่นของหลุมผลิต LAWB ยังไม่ได้รื้อถอน คาดว่าจะทำการรื้อถอนในปีพ.ศ. 2569)
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งจามจุรี จำนวน 2 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต NJWA และ NJWR
 - แท่นหลุมผลิตในแหล่งสุรินทร์ จำนวน 2 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต SRWA และ SRWB

ทั้งนี้ แท่นหลุมผลิตบางส่วนทำหน้าที่เป็นแท่นหลุมผลิตศูนย์กลาง (Hub Platform) ได้แก่

- 1) แท่นหลุมผลิต BEWA เป็นแท่นหลุมผลิตที่เชื่อมต่อกับแท่นผลิตกลางเบญจมาศ ด้วยสะพานเชื่อมยาวประมาณ 47.2 เมตร มีหน้าที่สำคัญ 3 ประการ ดังนี้
 - รวบรวมปิโตรเลียมที่ส่งมาจากแท่นหลุมผลิต BEWB ซึ่งผ่านการแยกน้ำออกในเบื้องต้นแล้วไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ
 - รวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตอื่น ๆ ในแปลงสำรวจ B8/32 เข้าสู่กระบวนการแยกน้ำที่หน่วยแยกน้ำ (Free Water Knock Out Drum) ก่อนส่งปิโตรเลียมที่แยกน้ำออกแล้วเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ และส่งน้ำที่แยกได้เข้าสู่ระบบการบำบัดน้ำจากกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตกลางเบญจมาศต่อไป โดยที่หน่วยแยกน้ำมีขีดความสามารถในการแยกน้ำออกจากปิโตรเลียมสูงสุด 120,000 บาร์เรลต่อวัน
 - รับน้ำจากกระบวนการผลิตที่ผ่านการบำบัดแล้วจากระบบบำบัดน้ำจากกระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศมาเข้าสู่ระบบอัดกลับน้ำ ก่อนส่งไปอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต BEWA และที่แท่นหลุมผลิตอื่น ๆ ดังนี้ BEWB, BEWC, BEWD, BEWG, BEWH, BEWJ, BEWO, BEWW และ MAWC
- 2) แท่นหลุมผลิต BEWB ทำหน้าที่รวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งเบญจมาศตอนเหนือเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออกจากปิโตรเลียมเบื้องต้นก่อนส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นหลุมผลิต BEWA ซึ่งจะรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศต่อไป
- 3) แท่นหลุมผลิต BEWC ทำหน้าที่รวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งเบญจมาศตอนใต้ แหล่งมะลิวัลย์ และแหล่งจามจุรี มาเข้าสู่กระบวนการแยกน้ำออกจากปิโตรเลียมเบื้องต้นก่อนส่งปิโตรเลียมไปสู่กระบวนการแยกน้ำที่หน่วยแยกน้ำของแท่นหลุมผลิต BEWA
 - ระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล เพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ
 - ระบบท่อน้ำมันดิบที่ได้จากกระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศไปยังเรือ FPSO BUK ซึ่งมาทดแทนเรือ BFSO2 และเริ่มปฏิบัติงานเมื่อวันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568
(หมายเหตุ: ก่อนวันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568 การดำเนินการส่งน้ำมันดิบจากแท่นผลิตกลางผ่านเรือ BFSO2 (Passthrough Operation) ไปยังเรือ Offtake Tanker หรือเรือบรรทุกน้ำมันโดยตรง)
 - ระบบท่อส่งออก (Export Pipeline) สำหรับส่งปิโตรเลียมจากกระบวนการผลิตสู่ท่อประจักษ์ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)



หมายเหตุ: ตำแหน่งที่ตั้งของแท่นหลุมผลิตในแหล่งลันดา (LAWA, LAWB, LAWG, LAWE) และแท่นหลุมผลิตในแหล่งสุรินทร์ (SRWA, SRWB) อยู่ในแปลงสำรวจ G4/43 ตั้งแต่ปีใดเคยมีมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-2 ภาพรวมขององค์ประกอบต่าง ๆ ในแปลงสำรวจ B8/32 และแปลงสำรวจ G4/43 ประกอบด้วย แท่นผลิตกลางเบญจมาศ แท่นหลุมผลิตที่ส่งปิโตรเลียมมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ และเรือ FPSO BUK

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2568
โครงการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจามจรี แหล่งเบญจมาศเหนือ)
แปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งคันดา และแหล่งสุรินทร์) และแปลงสำรวจ 9A บริเวณอ่าวไทย

1.2.1.3 กิจกรรมของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงาน

กิจกรรมของโครงการฯ ตามที่เสนอในรายงานฯ ซึ่งได้รับการพิจารณาเห็นชอบแล้ว แบ่งออกเป็น 4 ระยะ ดังนี้

- การติดตั้งแท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัย (หัวข้อ 1.2.1.3(1))
- การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมในทะเล (หัวข้อ 1.2.1.3(2))
- การเจาะหลุมผลิต (หัวข้อ 1.2.1.3(3))
- การผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อ 1.2.1.3(4))

รายละเอียดของกิจกรรมในแต่ละระยะสรุปได้ดังนี้

1.2.1.3(1) การติดตั้งแท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัย

การดำเนินงานในระยะนี้ ประกอบด้วย การติดตั้งแท่นผลิตกลางเบญจมาศ (BEPP) และแท่นที่พักอาศัย (BELQ) พร้อมสะพานเชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิตกลาง แท่นที่พักอาศัย และแท่นหลุมผลิต ที่อยู่ใกล้เคียง (แท่นหลุมผลิต BEWA) โดยดำเนินการในช่วงปี พ.ศ. 2540

1.2.1.3(2) การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมในทะเล

ในปี พ.ศ. 2568 มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิตและมีการวางระบบท่อใต้ทะเลเพื่อการขนส่งปิโตรเลียมเพิ่มเติม 1 แท่น คือ MAWI ในแหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2

1.2.1.3(3) การเจาะหลุมผลิต

แท่นเจาะ (Drilling Rig) ที่ใช้เจาะหลุมผลิตและหลุมสำรวจ/หลุมประเมิน

ในปี พ.ศ. 2568 มีการใช้แท่นเจาะซึ่งมีสัญญาอยู่กับบริษัท เชฟรอนฯ ซึ่งเป็นแท่นเจาะชนิดยกตัวได้ (Jack-up Rig) สำหรับจำนวนหลุมผลิตที่ดำเนินการเจาะที่แท่นหลุมผลิตเดิมเพิ่มเติมและจำนวนหลุมสำรวจ สรุปได้ดังตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 จำนวนหลุมผลิตและหลุมสำรวจ/หลุมประเมิน ในปี พ.ศ. 2568

แท่นหลุมผลิต	จำนวนหลุมผลิตที่เจาะ (หลุม)	แท่นเจาะที่ใช้	ช่วงเวลาที่ยื่นขออนุญาต
แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง			
BEWH	6	Krathong (Jack-up Rig)	มีนาคม 2568
BEWJ	9	Krathong (Jack-up Rig)	เมษายน - พฤษภาคม 2568
BEWS	3	Krathong (Jack-up Rig)	ธันวาคม 2568
BEWZA	12	Krathong (Jack-up Rig)	มกราคม - กุมภาพันธ์ 2568
แหล่งลันตา			
LAWA	9	Krathong (Jack-up Rig)	มิถุนายน - กรกฎาคม 2568

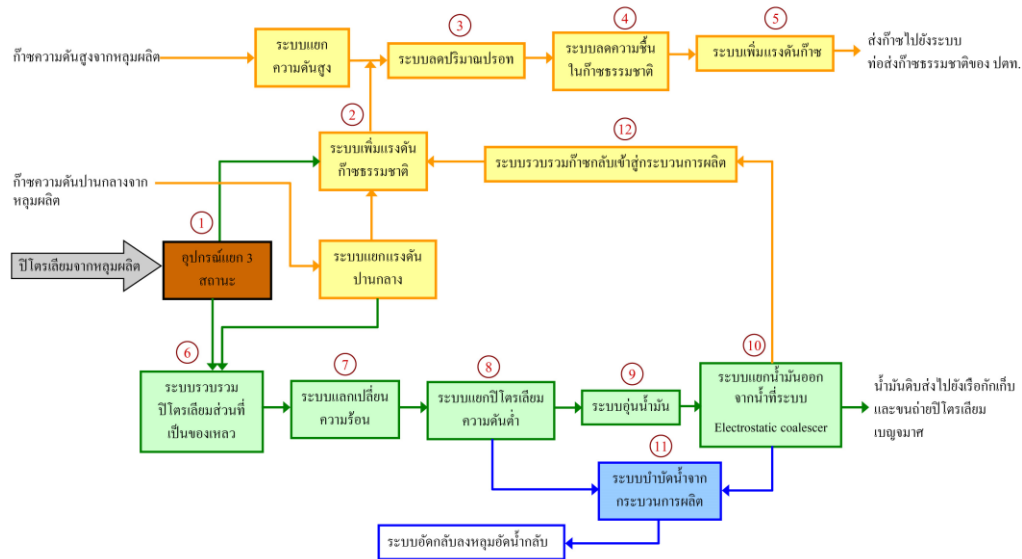
การออกแบบหลุม ขนาดท่อกรู และโคลนที่ใช้ในการเจาะ

หลุมผลิตของโครงการฯ เป็นหลุมแบบแคบ (Slim Hole) ตามมาตรฐานการออกแบบหลุมของบริษัท เชฟรอนฯ โดยแบ่งเป็น 3 ระดับ ได้แก่ หลุมระดับบน หลุมระดับกลาง และหลุมระดับสุดท้าย สำหรับการรักษาเสถียรภาพของหลุมทำได้โดยการติดตั้งท่อกรูซึ่งจะถูกยึดด้วยซีเมนต์ ซึ่งมีขนาดที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงของหลุม และใช้โคลนชุดเจาะแตกต่างกัน โดยมีรายละเอียด ดังนี้

- การเจาะหลุมระดับบน ซึ่งมีขนาดหลุม 12 ¼ นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด 9 ¾ นิ้ว และใช้โคลนชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud, WBM) ในการเจาะ
- การเจาะหลุมระดับกลาง ซึ่งมีขนาด 8 ½ นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด 7 นิ้ว และใช้น้ำทะเลในการเจาะและใช้โคลนชนิด WBM
- การเจาะหลุมระดับล่าง ซึ่งมีขนาด 6 ½ นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด 2 ¾ นิ้ว และจะใช้โคลนชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud, SBM) ซึ่งมี Saraline เป็นองค์ประกอบหลัก และมีส่วนผสมของแคลเซียมคลอไรด์ (CaCl₂) ในรูปของสารละลายเกลือ สารเคมีที่เป็นด่าง และแบคทีเรียหรือแบเรียมซัลเฟต เพื่อเพิ่มความหนาแน่นของโคลน ซึ่งโคลนชนิดนี้อาจเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Non-aqueous Fluid (NAF)

1.2.1.3(4) การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง

ปิโตรเลียมดิบที่รวบรวมได้จากแท่นหลุมผลิตในแหล่งเบญจมาศ แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจามจุรี แหล่งลันตา และแหล่งสุรินทร์ จะถูกส่งผ่านระบบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลไปสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ โดยมีองค์ประกอบในกระบวนการผลิตที่สำคัญบนแท่นผลิตกลางเบญจมาศ ดังแสดงในรูปที่ 1-3 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้



หมายเหตุ: เรือ FPSO BUK มาแทนเรือ BFSO2 และดำเนินการตั้งแต่วันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568 อย่างไรก็ตามระบบการผลิตน้ำมันดิบที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศยังคงเหมือนเดิม

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-3 แผนผังแสดงกระบวนการผลิตน้ำมันดิบที่แท่นผลิตกลางเบญจมาศ

- **ระบบแยกสถานะของปิโตรเลียม (Separation System)** ประกอบด้วย อุปกรณ์แยก 3 สถานะ (3-Phase Separator) ① ซึ่งมีหน้าที่แยกปิโตรเลียมดิบที่ส่งมาจากแท่นหลุมผลิต BEWA โดยแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ตามระดับแรงดัน คือ ก๊าซแรงดันสูงจะถูกส่งไปยังระบบแยกแรงดันสูง (High Pressure Separator) ก่อนเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซต่อไป ส่วนก๊าซแรงดันปานกลางจะถูกส่งเข้าระบบแยกแรงดันปานกลาง (Intermediate Pressure Separator) และระบบอัดแรงดันเพื่อเพิ่มแรงดันก่อนเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซต่อไป ส่วนน้ำมันดิบที่มีน้ำปนอยู่จะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดิบในขั้นตอนต่อไป
- **ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติ (Gas Compression System)** มีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1) ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซสำหรับการผลิต (Production Compressor) ② ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซที่มีความชื้นสูง (Wet Gas) ที่ได้จากระบบแยกปิโตรเลียม ให้มีแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่กระบวนการผลิต และ 2) ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซสำหรับเส้นท่อ (Pipeline Compressor) ⑤ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซที่ผ่านกระบวนการลดปริมาณปรอทและลดความชื้นแล้ว ③ และ ④ ให้มีแรงดันเพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ
- **ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ (Gas Treatment Unit)** ประกอบด้วย ระบบลดปริมาณปรอท (Mercury Removal System) ③ และระบบลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติ (Dehydration Unit) ④ จากนั้นจะถูกส่งไปเพิ่มแรงดันที่ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซ ⑤ สำหรับเส้นท่อ เพื่อส่งก๊าซที่ได้ไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซ

ธรรมชาติที่ติดตั้งอยู่บนแท่นผลิตกลางเบญจมาศได้รับการออกแบบให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้สูงสุดที่ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

- **ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำมันดิบ (Oil Treatment Unit)** ประกอบด้วย ระบบรวบรวมปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว (Low Pressure Slug Catcher) ⑥ ซึ่งจะรวบรวมปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลวจากระบบแยกปิโตรเลียมแรงดันสูงและแรงดันปานกลาง เพื่อส่งไปยังระบบแลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchanger) ⑦ เพื่อเพิ่มอุณหภูมิให้สูงขึ้น แล้วส่งไปยังระบบแยกปิโตรเลียมแรงดันต่ำ ⑧ เพื่อแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบ โดยน้ำจากระบวนการผลิตที่แยกได้จะถูกส่งเข้าไปยังระบบบำบัดน้ำจากระบวนการผลิตต่อไป ⑪ ส่วนน้ำมันดิบที่ยังมีน้ำเจือปนอยู่จะถูกส่งไปยังระบบอุ่นน้ำมัน (Oil Heater) ⑨ เพื่อเพิ่มอุณหภูมิก่อนส่งไปแยกน้ำมันดิบ ก๊าซ และน้ำออกจากกันอีกครั้งที่ระบบ Electrostatic Coalescer ⑩ โดยน้ำจากระบวนการผลิตที่แยกได้จะถูกส่งเข้าไปยังระบบบำบัดน้ำจากระบวนการผลิตต่อไป ⑪ ส่วนของก๊าซจะถูกส่งเข้าระบบรวบรวมก๊าซกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต (Vapor Recovery Unit) ⑫ และส่วนของน้ำมันดิบจะถูกส่งไปยังเรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียม FPSO BUK ต่อไป
- **ระบบบำบัดน้ำจากระบวนการผลิต ⑪** ประกอบด้วย Produced Water Flash Vessel ซึ่งทำหน้าที่รวบรวมน้ำจากระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจาก 3 แหล่ง คือ 1) ระบบแยกปิโตรเลียมแรงดันต่ำ ⑧ 2) ระบบ Electrostatic Coalescer ⑩ และ 3) หน่วยแยกน้ำ (Free Water Knock Out Drum) บนแท่นหลุมผลิต BEWA น้ำจากระบวนการผลิตที่รวบรวมได้ที่ Produced Water Flash Vessel จะถูกส่งต่อไปยังถังบำบัดโดยใช้กระบวนการลอยตัวด้วยก๊าซ (Induced Gas Floation Unit, IGF Unit) โดยจะมีการเติมสารเคมีที่ใช้สำหรับการบำบัดน้ำจากระบวนการผลิตก่อนส่งไปยัง IGF Unit ซึ่งฟองก๊าซที่ถูกสร้างขึ้นใน IGF Unit ทำหน้าที่เข้าจับกับสารอินทรีย์และของแข็งแขวนลอยที่มีไอออน ไฮดรอกไซด์ของเหล็ก ($\text{Fe}(\text{OH})_2$) สารหนู และปรอท แล้วแยกสารเหล่านั้นขึ้นสู่ผิวน้ำ เกิดเป็นฟองที่มีทั้งปรอท สารหนู และเหล็กอยู่ ซึ่งจะถูกนำไปกำจัดพร้อมกับตะกอนน้ำมันต่อไป โดยส่วนของน้ำจะถูกส่งไปจัดการต่อด้วยระบบอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำต่อไป
- **ระบบเผาก๊าซ (Flaring system)** ประกอบด้วย ระบบเผาไหม้แรงดันสูง (High Pressure Flare Scrubber) และระบบเผาไหม้แรงดันต่ำ (Low Pressure Scrubber) ซึ่งระบบเผาไหม้แรงดันสูง ออกแบบให้สามารถรองรับก๊าซที่เกิดจากระบวนการผลิตได้ 226 ล้านลูกบาศก์ฟุต และระบบเผาไหม้

1.3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ

โครงการฯ ได้กำหนดให้มีแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม แผนการดำเนินงาน และหน่วยงานผู้รับผิดชอบในการผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้สามารถดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้อย่างสอดคล้องกับมาตรการของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 1-3

ตารางที่ 1-3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ




แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม	หน่วยงานผู้รับผิดชอบ	การติดตั้งแทนหลุมผลิตและระบบท่อส่งใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิตที่แทนหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียมที่แทนผลิตกลาง
แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม				
แผนการจัดการเศษหินจากการเจาะ	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43		✓	
แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43			✓
แผนการจัดการของเสีย	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43	✓	✓	✓
แผนการจัดการมลสารทางอากาศ	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43			✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินทางด้าน การแพทย์	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การรั่วไหลของ น้ำมัน	พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43	✓	✓	✓
แผนการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม				
การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเล ตะกอนพื้นทะเล แพลงก์ตอน สัตว์หน้าดิน และปลา	ฝ่ายสุขภาพ ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม (Health Safety and Environment, HSE)		✓	✓

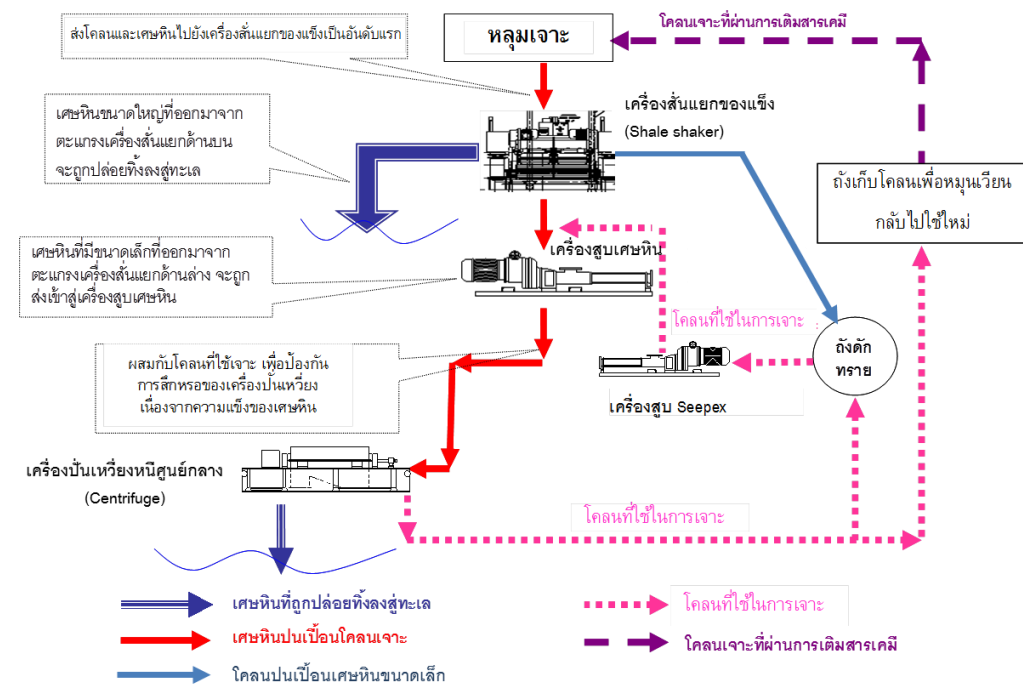
รายละเอียดของแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมที่เสนอในตารางที่ 1-3 สรุปได้ดังหัวข้อต่อไปนี้

- การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ (หัวข้อ 1.3.1)
- การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (หัวข้อ 1.3.2)
- การจัดการของเสีย (หัวข้อ 1.3.3)
- การจัดการมลสารทางอากาศ (หัวข้อ 1.3.4)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.5)

1.3.1 การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ

การจัดการโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะด้วยระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ มีวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินเพื่อหมุนเวียนโคลนเจาะกลับมาใช้ใหม่ให้ได้มากที่สุด และเพื่อลดปริมาณโคลนที่จะติดไปกับเศษหินที่จะปล่อยลงสู่ทะเล โดยมีขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 1-4 และสรุปได้ดังนี้

- โคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ถูกหมุนเวียนขึ้นมาจากหลุมเจาะ จะถูกส่งผ่านไปยังเครื่องสั่นแยกของแข็ง (Shale Shaker) บนแท่นเจาะ ซึ่งประกอบด้วยชุดตะแกรงหลายขนาด เริ่มจากตะแกรงหยาบเพื่อแยกอนุภาคขนาดใหญ่ออกก่อน แล้วจึงส่งไปที่ตะแกรงละเอียดเพื่อแยกอนุภาคขนาดเล็กออก โดยเศษหินขนาดใหญ่จากการเจาะซึ่งติดอยู่บนตะแกรงของเครื่องสั่นแยกของแข็งจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล (ดัง  ในรูปที่ 1-4)
- ภายหลังจากที่โคลนที่ใช้ในการเจาะผ่านเครื่องสั่นแยกของแข็งแล้ว จะยังคงมีเศษหินจากการเจาะขนาดเล็กรวมอยู่ด้วย ซึ่งโคลนและเศษหินที่ผ่านออกมาจากเครื่องสั่นแยกจะถูกลำเลียงไปจัดการในขั้นตอนต่อไป ดังนี้
- ส่วนที่เป็นเศษหินขนาดเล็กที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งเข้าเครื่องสูบน้ำและส่งไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) เพื่อปั่นแยกส่วนที่เป็นของแข็งที่มีน้ำหนักมากกว่าออกจากโคลนเจาะซึ่งเป็นของเหลว โดยโคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป หรือส่งเข้าไปในถังดักทราย (Sand Trap) เพื่อหมุนเวียนไปเข้าเครื่องปั่นเหวี่ยงเพื่อแยกเศษหินขนาดเล็กซ้ำอีกครั้ง (ดัง  ในรูปที่ 1-4)
- ส่วนที่เป็นโคลนที่ยังมีเศษหินขนาดเล็กปนอยู่จะถูกลำเลียงต่อไปยังถังดักทราย (Sand Trap) ก่อนส่งต่อไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) โคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป (ดัง  ในรูปที่ 1-4)
- เศษหินขนาดเล็กที่แยกออกจากเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง จะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 8 นิ้ว ที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2563)

รูปที่ 1-4 แผนผังของระบบจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะบนแท่นเจาะ

การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสำหรับแต่ละช่วงหลุมเจาะสามารถสรุปได้ดังแสดงตารางที่ 1-4

การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะจะยังคงมีโคลนชนิด SBM บางส่วนที่ติดไปกับเศษหินภายหลังจากผ่านระบบควบคุมของแท่นบนแท่นเจาะ และจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลพร้อมกับเศษหิน โดยบริษัท เชฟรอนฯ จะควบคุมปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหิน (Cutting Base Fluid Retention หรือ CBFR) ให้มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 10 โดยน้ำหนักของเศษหิน

ตารางที่ 1-4 การจัดการเศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ

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

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

หมายเหตุ: WBM หมายถึง Water Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก

SBM หมายถึง Synthetic Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก

จากการตรวจสอบปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหิน จากการเจาะหลุมผลิต และการเจาะหลุมสำรวจในปี พ.ศ. 2568 พบว่าระบบควบคุมของแท่นเจาะ Krathong มีความสามารถในการลดปริมาณของโคลนเจาะที่ติดไปกับเศษหิน ดังสรุปในตารางที่ 1-5

ตารางที่ 1-5 ปริมาณโคลนที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะหลุมผลิต ในปี พ.ศ. 2568

แท่นเจาะที่ใช้	หลุมผลิต	จำนวนหลุมผลิตที่เจาะ (หลุม)	% CBFR
Krathong (Jack-up Rig)	BEWH	6	7.1 – 7.4 %
Krathong (Jack-up Rig)	BEWJ	9	7.0 – 7.4 %
Krathong (Jack-up Rig)	BEWS	3	8.3 – 9.1 %
Krathong (Jack-up Rig)	BEWZA	12	7.0 – 7.4 %
Krathong (Jack-up Rig)	LAWA	9	7.0 – 7.5 %

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

1.3.2 การจัดการน้ำจากระบวนการผลิต

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงระบบการจัดการน้ำจากระบวนการผลิตในแปลงสำรวจ B8/32 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

1.3.2.1 การจัดการน้ำจากระบวนการผลิตในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งเบงจามาต แปลงสำรวจ B8/32

น้ำจากระบวนการผลิตทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการแยกสถานะของปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งเบงจามาต แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 และแหล่งจามจรี รวมถึงแท่นหลุมผลิตจากแหล่งลันตา ในแปลงสำรวจ G4/43 ได้รับการจัดการด้วยระบบการอัดกลับน้ำจากระบวนการผลิต ซึ่งตั้งอยู่ที่แท่นหลุมผลิตซึ่งทำหน้าที่เป็นศูนย์กลางในการรวบรวมปิโตรเลียมก่อนส่งไปยังแท่นผลิตกลางเบงจามาต ได้แก่ แท่นหลุมผลิต BEWA แท่นหลุมผลิต BEWB และแท่นหลุมผลิต BEWC ด้วยการอัดน้ำกลับลงหลุมอัดกลับน้ำ⁽¹⁾ ตามแผนงานที่วางไว้

ทั้งนี้ ระบบการอัดกลับน้ำจากระบวนการผลิตในแหล่งเบงจามาตได้รับการปรับปรุงทั้งในด้านศักยภาพและประสิทธิภาพการรองรับอย่างต่อเนื่อง ตามแผนงานที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตลันตา ที่ได้รับการพิจารณาเห็นชอบในปี พ.ศ. 2549 และ โครงการผลิตปิโตรเลียมพื้นที่ผลิตมะลิวัลย์ ระยะที่ 2 ที่ได้รับการพิจารณาเห็นชอบในปี พ.ศ. 2551 โดยสามารถจัดการอัดกลับน้ำได้ทั้งหมด (ร้อยเปอร์เซ็นต์) โดยไม่มีการระบายน้ำจากระบวนการผลิตลงสู่ทะเล (No Overboard) ตั้งแต่เดือนมกราคม พ.ศ. 2553 เป็นต้นมา ในปัจจุบันระบบการจัดการน้ำจากระบวนการผลิตในภาพรวมของแหล่งเบงจามาตมีวิธีการจัดการในสถานะปกติและสถานะไม่ปกติ ดังแสดงในรูปที่ 1-5

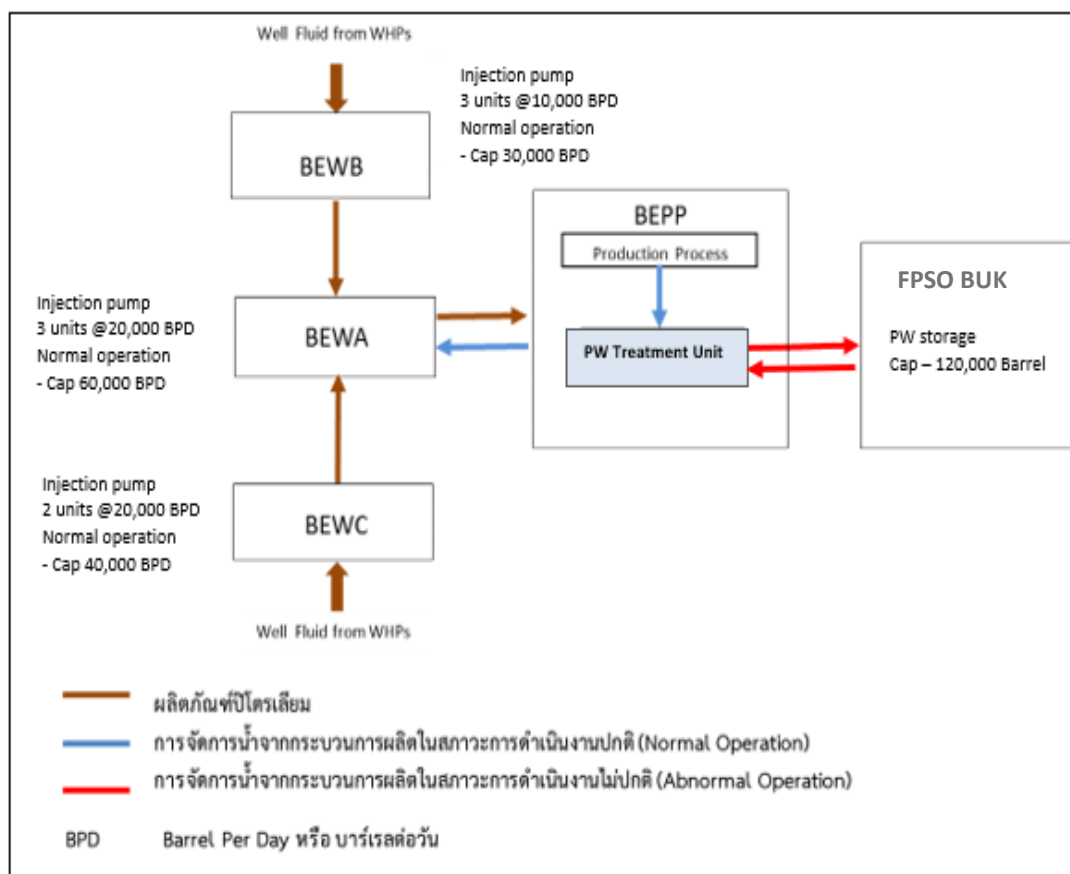
⁽¹⁾ หลุมอัดกลับน้ำจากระบวนการผลิต: การพัฒนาหลุมเพื่อการอัดกลับน้ำจากระบวนการผลิตลงชั้นใต้ดินมีหลายวิธี ขึ้นอยู่กับความเหมาะสมของพื้นที่และระยะเวลาในการพัฒนาปิโตรเลียม โดยมีวิธีการที่ใช้ในการพัฒนาหลุมเพื่อการอัดกลับน้ำสำหรับพื้นที่ผลิตเบงจามาตและพื้นที่อื่นที่มีการใช้ระบบการจัดการน้ำจากระบวนการผลิตร่วมกันดังนี้

- การใช้หลุมผลิตเก่าที่หมดอายุการผลิตแล้ว (Depleted Well) เป็นหลุมอัดกลับน้ำจากระบวนการผลิต
- หลุมผลิตที่มีการใช้น้ำจากระบวนการผลิตแทนที่ปิโตรเลียมในหลุม (Water Flooding Well) เพื่อไล่เอาน้ำมันเข้าสู่กระบวนการผลิตและเพิ่มแรงดันบางส่วนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
- การพัฒนาหลุมเพื่อการอัดกลับน้ำโดยเฉพาะ (Disposal Well)

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งเบงจามาตใต้และผากกรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจามจรี แหล่งเบงจามาตเหนือ)

แปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งลันตา และแหล่งสุรินทร์) และแปลงสำรวจ 9A บริเวณอ่าวไทย



หมายเหตุ: วิธีการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่หลุม Re-injection Wells มีดังนี้

- Water Flood: การใช้น้ำจากกระบวนการผลิตแทนที่ปิโตรเลียมในหลุมผลิต เพื่อไล่เอาปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตและเพิ่มแรงดันบางส่วนในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
- Water Disposal: การกักน้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมดลงหลุมอัดกลับน้ำ ทั้งในหลุมประเภท หลุมผลิตเก่าที่หมดอายุการผลิตแล้ว (Depleted Well) และ หลุมที่พัฒนาเพื่อการอัดกลับน้ำโดยเฉพาะ (Disposal Well)

* เรือ FPSO BUK มาทดแทนเรือ BFS02 และเริ่มการดำเนินการตั้งแต่วันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-5 แผนผังแสดงภาพรวมของระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตในพื้นที่ผลิตเบญจมาศ

1.3.2.1(1) การดำเนินงานในภาวะปกติ

แท่นหลุมผลิต BEWA

น้ำจากกระบวนการผลิตจากแท่นผลิตกลางเบญจมาศ จะถูกส่งไปอัดกลับที่แท่นหลุมผลิต BEWA ซึ่งมีระบบอัดกลับน้ำ ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำขนาด 2,384 ลูกบาศก์เมตร หรือ 20,000 บาร์เรล ต่อวัน (ที่ความดัน 1,700 psig) จำนวน 3 ตัว โดยใช้เป็นอุปกรณ์หลักทั้ง 3 ตัว และมีขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำสูงสุดภายใต้สถานการณ์ดำเนินงานปกติ 60,000 บาร์เรลต่อวัน

แท่นหลุมผลิต BEWB

น้ำจากกระบวนการผลิตจากแท่นหลุมผลิตทางตอนเหนือของการผลิตปิโตรเลียมภายใต้แท่นผลิตกลาง เบญจมาศจะส่งมาอัดกลับลงหลุมที่แท่นหลุมผลิต BEWB โดยระบบอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต BEWB ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำขนาด 1,192 ลูกบาศก์เมตร หรือ 10,000 บาร์เรล (ที่ความดัน 2,000 psig) ต่อวัน จำนวน 3 ตัว ซึ่งมีขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำสูงสุดภายใต้สภาวะการดำเนินงานปกติ 30,000 บาร์เรลต่อวัน

แท่นหลุมผลิต BEWC

น้ำจากกระบวนการผลิตจากแท่นหลุมผลิตทางตอนใต้ของการผลิตปิโตรเลียมภายใต้แท่นผลิตกลาง เบญจมาศจะส่งมาอัดกลับลงหลุมที่แท่นหลุมผลิต BEWC โดยระบบอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต BEWC ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำขนาด 2,384 ลูกบาศก์เมตร หรือ 20,000 บาร์เรล ต่อวัน (ที่ความดัน 1,700 psig) จำนวน 2 ตัว ซึ่งมีขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำสูงสุดภายใต้สภาวะการดำเนินงานปกติ 40,000 บาร์เรลต่อวัน

แท่นอัดกลับน้ำ

แท่นอัดกลับน้ำปัจจุบัน ได้แก่ BEWA, BEWB, BEWC, BEWD, BEWG, BEWH, BEWJ, BEWO, BEWW และ MAWC

1.3.2.1(2) การดำเนินงานในภาวะไม่ปกติ

หากเกิดสภาวะการดำเนินงานไม่ปกติ อาทิ ระบบอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต BEWA เกิดขัดข้อง น้ำจากกระบวนการผลิตที่ BEWA จะถูกส่งไปเก็บไว้ชั่วคราวที่เรือ FPSO BUK ผ่านทางระบบท่อใต้ทะเล ซึ่งสามารถกักเก็บน้ำจากกระบวนการผลิตได้ ประมาณ 100,000 ลูกบาศก์เมตร จากความจุที่เก็บน้ำมันทั้งหมด 9 ถัง ทั้งนี้ หากยังไม่สามารถรองรับน้ำส่วนเกินได้อีกจะทำการลดปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เข้าสู่ระบบเพื่อให้มั่นใจว่าจะไม่มีการระบายน้ำจากกระบวนการผลิตลงสู่ทะเล เมื่อสถานการณ์กลับสู่สภาวะปกติ น้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจะถูกขนส่งโดยใช้เรือ Coastal Tanker สำหรับการขนส่งน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO BUK ไปอัดกลับที่แท่นหลุมผลิตต่อไป

หากเกิดสภาวะการดำเนินงานไม่ปกติของระบบอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต BEWB และ BEWC จะทำการลดปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตจนอยู่ในระดับที่เครื่องอัดกลับน้ำสามารถรองรับได้โดยไม่มีภาระระบายลงสู่ทะเล

1.3.2.1(3) ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตเรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO Bunga Kertas (FPSO BUK)

การดำเนินงานในสภาวะปกติ

น้ำมันดิบที่ถูกส่งมากักเก็บในถังกักเก็บน้ำมันดิบ (Cargo Tank) บนเรือ FPSO BUK จะยังคงมีน้ำจากกระบวนการผลิตเจือปนอยู่ในน้ำมันดิบซึ่งจะเกิดการแยกชั้นของน้ำออกจากน้ำมัน คาดการณ์ปริมาณน้ำจาก

กระบวนการผลิตสูงสุดที่เกิดขึ้นจากการแยกชั้นที่เรือ FPSO BUK ประมาณ 1,369 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน (หรือประมาณ 500,000 ลบ.ม. ต่อปี) น้ำจากกระบวนการผลิตในส่วนนี้จะถูกรวบรวมไปกักเก็บไว้ในถังที่กำหนดให้ใช้สำหรับกักเก็บน้ำจากกระบวนการผลิต FPSO BUK มีขนาดของถังที่กำหนดให้รองรับน้ำจากกระบวนการผลิตรวมถึงถังที่กักเก็บน้ำมันดิบ (Cargo Tank) จำนวน 9 ถัง รวมความจุถึงประมาณ 100,011 ลูกบาศก์เมตร มีถังรับน้ำเสียหรือถังระบาย (Slop Tank) จำนวน 2 ถัง รวมความจุถึงประมาณ 3,525 ลูกบาศก์เมตร และถังอับเฉา (Ballast Tank) จำนวน 6 ถัง รวมความจุถึงประมาณ 34,473 ลูกบาศก์เมตร บริษัทฯ จะใช้เรือ Coastal Tanker สำหรับการขนส่งน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO BUK ไปอัดกลับที่แท่นหลุมผลิตต่อไป

การดำเนินงานในสถานะไม่ปกติ

การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตในสถานะไม่ปกติของการผลิตปิโตรเลียมภายใต้แท่นผลิตกลางเบงจามาต เป็นแผนการจัดการแบบบูรณาการซึ่งรวมสำหรับเรือ FPSO BUK ด้วย แผนการจัดการน้ำในสถานะไม่ปกติของ FPSO BUK จึงใช้แผนเดียวกับที่แสดงข้างต้นในส่วนการผลิตปิโตรเลียมภายใต้แท่นผลิตกลางเบงจามาต

1.3.2.1(4) ภาพรวมการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตของพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งเบงจามาต แปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43 ในปี พ.ศ. 2568

น้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจากการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 และ G4/43 รวมปริมาตรทั้งสิ้น 16,827,945 บาร์เรล จะได้รับการบำบัดเบื้องต้นก่อนส่งไปอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำ โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล (ดังแสดงในรูปที่ 1-5)

1.3.3 การจัดการของเสีย

การจัดการของเสียที่เกิดจากกิจกรรมต่าง ๆ ของบริษัท เชฟรอนฯ จะดำเนินการตามนโยบายการจัดการของเสียที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และแผนการจัดการของเสียสำหรับการผลิตปิโตรเลียมของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) (ชช. อนุมัติตามหนังสือที่ พน 0308/ 71 ลงวันที่ 10 มกราคม 2562) และแผนการจัดการของเสียสำหรับการผลิตปิโตรเลียม บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ซึ่งได้รับอนุมัติจาก ชช. ตามหนังสือเลขที่ 0308/2388 ลงวันที่ 30 สิงหาคม 2566 รวมถึงแผนการจัดการของเสียสำหรับเรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO Bunga Kertas ในระยะการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B8/32 ของบริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งได้รับอนุมัติจาก ชช. ตามหนังสือเลขที่ พน. 0308/2493 ลงวันที่ 29 สิงหาคม 2567 โดยรายละเอียดการจัดการของเสียมีดังต่อไปนี้

1.3.3.1 การคัดแยกประเภทของเสีย ณ แหล่งกำเนิด

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

1.3.3.2 การรวบรวมและการจัดเก็บของเสียเพื่อการขนส่ง

การจัดเตรียมภาชนะในการรองรับของเสียประเภทต่าง ๆ ให้เหมาะสมกับชนิด คุณสมบัติ และปริมาณที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ซึ่งมีการติดตามข้อกำหนดของ NFPA ที่ภาชนะตั้งแต่จุดกำเนิดของเสีย มีการติดสัญลักษณ์แสดงอันตรายและคำเตือน ภาชนะสำหรับบรรจุของเสียอันตรายต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับ สารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด International Maritime Dangerous Goods (IMDG) Transportation of “Dangerous Goods” Requirements และ IMDG Code of Transportation of Dangerous Goods by Sea

1.3.3.3 พื้นที่จัดเก็บของเสียเพื่อการขนส่งออกไปกำจัดนอกพื้นที่โครงการ

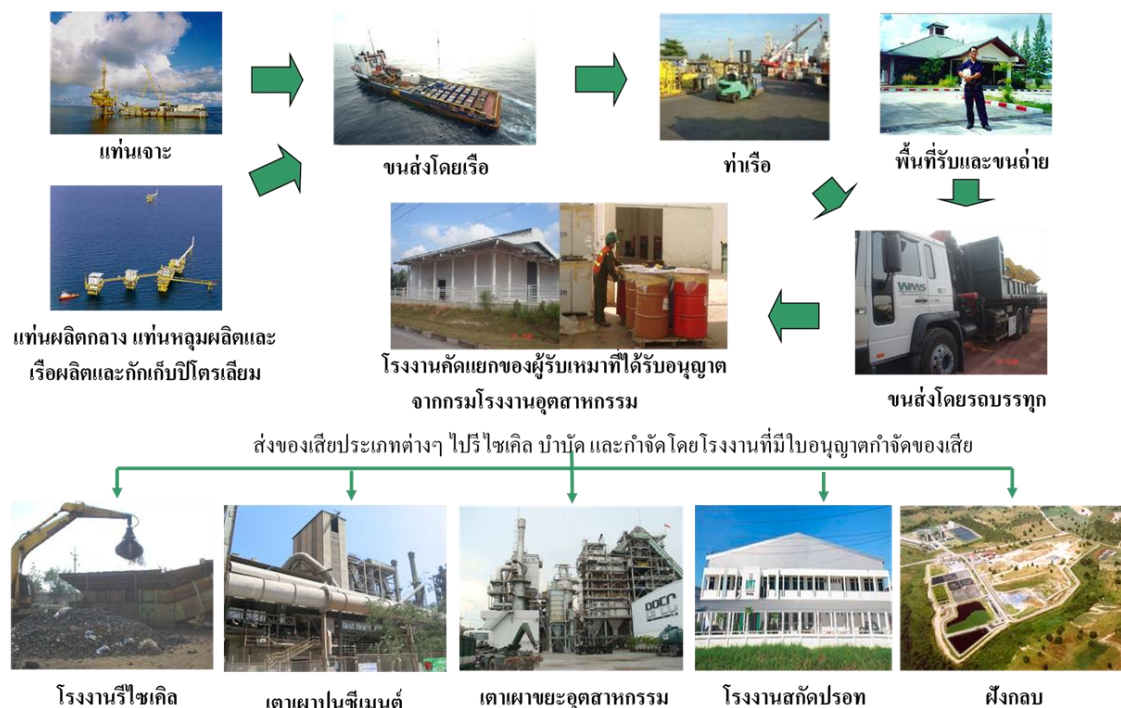
- บนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ของเสียประเภทต่าง ๆ จะถูกคัดแยกไว้ในภาชนะรองรับที่จัดเตรียมไว้ในตำแหน่งต่าง ๆ ใกล้กับแหล่งกำเนิดของเสีย และง่ายต่อการคัดแยก ของเสียที่ส่งไปจัดการนอกพื้นที่โครงการ จะดำเนินการคัดแยก บรรจุ และติดฉลากหรือป้ายแสดงข้อมูลของเสียตามมาตรฐานของบริษัทฯ ซึ่งเหมาะสมกับคุณสมบัติและปริมาณของของเสีย โดยทำการเก็บรวบรวมไว้บนพื้นที่จัดเก็บของเสียที่กำหนดบนแท่น ซึ่งมีการดำเนินงานตามมาตรการและแผนด้านสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และอาชีวอนามัยในระหว่างการเก็บรักษา ทั้งนี้โดยเฉลี่ยระยะเวลาการเก็บรักษาของเสียอันตรายไว้บนแท่นไม่เกิน 90 วัน
- ที่ท่าเทียบเรือ ของเสียที่รวบรวมมาจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ซึ่งได้คัดแยก บรรจุหีบห่อและติดข้อมูลของเสียเรียบร้อยแล้ว จะนำมารวบรวมไว้ที่ลานเก็บกองวัสดุ ซึ่งเป็นที่โล่ง ห่างจากกิจกรรมอื่น ๆ ทั้งนี้เจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมดูแลของเสียจะประสานงานให้มีการขนส่งของเสียออกจากพื้นที่วันต่อวัน โดยไม่มีการเก็บรักษาของเสียไว้ในพื้นที่

1.3.3.4 การขนส่งและการกำจัดของเสีย

- การขนส่งของเสีย การขนส่งของเสียตั้งแต่ต้นทาง (พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง) จนถึงปลายทาง (สถานที่กำจัด) จะมีการติดตามการขนส่งและการกำจัดโดยระบบติดตามการขนส่งของเสีย (Manifest System) โดยมีผู้รับผิดชอบในการควบคุมดูแลของเสียทั้งบนแท่นผลิตกลาง แท่นเจาะเรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียม เรือขนส่ง ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และสำนักงานใหญ่ของบริษัทฯ ที่กรุงเทพฯ

- **การกำจัดของเสีย** ของเสียทุกชนิดได้รับการขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัท เชฟรอนฯ จะถูกขนย้ายมายังที่พักของเสียชั่วคราวในบริเวณท่าเรือพาณิชย์สัตว์หีบของกองทัพเรือ (ท่าเรือจุกเสม็ด) อำเภอสัตหีบ จังหวัดชลบุรี เพื่อให้บริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งออกจากท่าเรือ ทั้งนี้ผู้รับเหมาจะไปทำการคัดแยกของเสีย และส่งต่อไปยังสถานที่กำจัดปลายทางตามประเภทของเสียต่อไป และเมื่อบริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียเรียบร้อยแล้ว จะจัดทำรายงานการขนส่งและกำจัดของเสียเพื่อส่งให้กับเจ้าหน้าที่ประสานสนับสนุนบนฝั่ง เพื่อเป็นหลักฐานการดำเนินงานทุกครั้ง

ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย แสดงในรูปที่ 1-6



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-6 ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย

การเลือกวิธีการกำจัดของเสีย จะพิจารณาถึงความเป็นไปได้ในการนำของเสียนั้นมาใช้ประโยชน์ให้ได้มากที่สุดก่อน โดยมีหลักการพิจารณาตามลำดับ ดังนี้

- การนำกลับมาใช้ซ้ำ (Reuse)
- การนำของเสียกลับมาใช้ใหม่ (Recycle)
- การใช้เป็นเชื้อเพลิงในเตาเผาเพื่อนำความร้อนมาใช้ (Energy Recovery Incineration)
- การเผาที่ความร้อนสูง (Incineration)
- การฝังกลบ (Landfill)

รายการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ แสดงในตารางที่ 1-6

ตารางที่ 1-6 ของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ

ประเภทของเสีย	ชนิดของเสีย
ของเสียไม่อันตราย	<ul style="list-style-type: none"> — บรรจุภัณฑ์ของเครื่องอุปโภคบริโภค และบรรจุภัณฑ์เพื่อการขนส่งที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ เช่น ก่อ่งกระดาษ ขวดพลาสติก และกระป๋องอะลูมิเนียม เป็นต้น — ของเสียที่ไม่มีการปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี และไม่สามารถรีไซเคิลได้ เช่น ใต้กรอง เศษผ้า เศษเชือก เศษกระดาษ ถุงพลาสติก เศษลวด เศษเหล็ก สายไฟฟ้า ฉนวนป้องกัน และพลาสติกไม้ เป็นต้น
ของเสียอันตราย	<ul style="list-style-type: none"> — โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก ที่ปนเปื้อนสารอันตราย (Synthetic Base Mud Containing Dangerous Substances) — น้ำมันใช้แล้ว (Used Oil) ชนิดต่าง ๆ ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่น น้ำมันไฮดรอลิก จารบี และน้ำมันร้อน (Hot Oil) ที่ใช้ในกระบวนการผลิต — ของเสียปนเปื้อนปรอท เช่น สารดูดซับหรือตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว (Spent Catalyst/Absorbent) และ อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่ปนเปื้อนปรอท และ Spent Hg Filter Cartridge — กากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท ได้แก่ กากตะกอนที่เกิดจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อ และ อุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/Vessel Cleaning Sludge) — ของเสียที่ปนเปื้อนสารเคมี น้ำมันหรือปิโตรเลียม เช่น อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้ว ที่มีการปนเปื้อน เศษผ้าหรือวัสดุดูดซับที่ใช้ทำความสะอาดคราบน้ำมัน — ภาชนะเปล่าที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมีอันตราย — ใต้กรองใช้แล้วที่เป็น Air Filter — สารเคมีใช้แล้วและ/หรือหมดอายุที่ไม่ได้ใช้งาน — อุปกรณ์ไฟฟ้า ชิ้นส่วนอุปกรณ์ไฟฟ้า — แบตเตอรี่ ที่ไม่ใช้งานแล้ว — หลอดฟลูออเรสเซนต์ ที่ไม่ใช้งานแล้ว — ของเสียจากการซ่อมบำรุง เช่น เศษสี ทินเนอร์ใช้แล้ว กระป๋องสี อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน — น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่าง ๆ บนแท่น และ Annulus Fluid — น้ำมันที่แยกจากระบบแยกน้ำมัน (Oil Separator) — ท่อกรุและท่อขนส่งที่ผ่านการใช้งานในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ชิ้นส่วนอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่ใช้แล้ว — ของเสียจากห้องพยาบาล เช่น ของเสียดัดเชื้อ ยาและอุปกรณ์ที่หมดอายุ เป็นต้น — ท่อยาง (Export Hose) ใช้แล้ว จากเรือกักเก็บปิโตรเลียม

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

แนวทางการจัดการของเสียที่เกิดขึ้นบนแท่นผลิตกลางเบญจมาศ แท่นหลุมผลิตต่าง ๆ เรือ FPSO BUK ประกอบด้วย การคัดแยกของเสีย การจัดเก็บในภาชนะที่จัดเตรียมไว้การประยุกต์ใช้ระบบป้ายบ่งชี้ตามประเภทของเสีย และการขนส่งของเสียขึ้นฝั่งเพื่อนำไปกำจัด รวมถึงการจัดทำระบบเอกสาร ซึ่งประกอบด้วย รายการของเสีย (Waste Register) เอกสารการขนส่งของเสียทางเรือ (Waste Shipment Documentation) เอกสารกำกับกำกับการขนส่งของเสีย (Waste

Manifest) เพื่อติดตามการขนส่งและกำจัดของเสียในทุกระยะเพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียทุกประเภทได้รับการจัดการอย่างถูกวิธีตามที่กฎหมายระบุไว้

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดให้มีผู้ควบคุมดูแลการจัดการของเสีย ประกอบด้วย ผู้ควบคุมดูแลบนแท่นผลิตกลาง บนเรือ FPSO BUK ที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และที่สำนักงานใหญ่ของบริษัท เชฟรอนฯ เพื่อให้ครอบคลุมและมั่นใจว่ามีการจัดการของเสียที่เหมาะสมตั้งแต่แหล่งกำเนิดจนถึงแหล่งกำจัด นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้มอบหมายให้บริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียจัดทำข้อมูลบัญชีแสดงปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นแยกตามพื้นที่ปฏิบัติงานซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดของเสีย และประเภทของเสียทุกครั้ง

ในส่วนของกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท หรือ Mercury Contaminated Sludge ที่เกิดจากการดำเนินงาน ประกอบด้วย กากตะกอนจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/ Vessel Cleaning Sludge) ทราายที่ปนมากับปิโตรเลียมซึ่งแยกได้จากกระบวนการผลิต (Produced Sand) จะถูกรวบรวมไว้ในถัง UN Drum ซึ่งภาชนะบรรจุของเสียอันตรายของโครงการฯ ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด IMDG Transportation of “Dangerous Goods” Requirements และ IMDG Code for Transportation of Dangerous Goods by Sea ถึงเก็บกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บพักในบริเวณที่กำหนดไว้ สำหรับการจัดการกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท บริษัทฯ จะปฏิบัติตามข้อกำหนดและขั้นตอนการดำเนินงานของบริษัทฯ เรียกว่า “The Removal and Handling of Mercury Contaminated Sludge” ซึ่งกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บชั่วคราวบนแท่นผลิตกลางหรือแท่นหลุมผลิตไม่เกิน 90 วัน ตามที่กฎหมายกำหนด ก่อนจะขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัทฯ มายังท่าเรือพาณิชย์สัตหีบของกองทัพเรือ (ท่าเรือจุกเสม็ด) เพื่อให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งต่อไป

โดยปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากแท่นผลิตกลางเบญจมาศ ในปี พ.ศ. 2568 สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1-7 ทั้งนี้ ของเสียที่เกิดขึ้นถูกนำไปจัดการด้วยวิธีการ นำกลับมาใช้ใหม่ (Recycling) และนำไปทำเชื้อเพลิงทดแทน (Alternative Fuel) รวมกันคิดเป็นประมาณ ร้อยละ 69

ตารางที่ 1-7 ปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากแท่นผลิตกลางเบญจมาศ ในปี พ.ศ. 2568

แหล่งผลิต	ปริมาณ (ตัน)			
	ของเสียไม่อันตราย	ของเสียอันตราย	ของเสียปนเปื้อนปรอท	ของเสียที่สามารถนำกลับมาหมุนเวียนใช้ได้
แท่นผลิตกลางเบญจมาศ	491.60	190.07	63.19	225.90
เรือกักเก็บปิโตรเลียม BFSO2*	8.49	0.41	0	4.31
เรือกักเก็บปิโตรเลียม FPSO BUK **	33.97	1.15	0	5.10

ที่มา: รายงานสรุปการจัดการของเสียรายปี ประจำปี พ.ศ. 2568 ของ บริษัท เชฟรอนฯ

หมายเหตุ : *ข้อมูล BFSO2 ระหว่างเดือน มกราคม - มีนาคม พ.ศ. 2568

** เรือ FPSO BUK มาแทนเรือ BFSO2 ตั้งแต่วันที่ 21 มีนาคม พ.ศ. 2568 ข้อมูลระหว่างเดือน มีนาคม - ธันวาคม 2568

1.3.4 การจัดการมลสารทางอากาศ

กิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมจากแปลงสำรวจ B8/32 มีแหล่งกำเนิดมลสารทางอากาศที่สำคัญ ได้แก่

- ระบบเผาก๊าซทิ้ง (Flaring System) บนแท่นผลิตกลางเบงจumas
- การระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Cold Venting) จากระบบ IG System (Inert Gas System) ของถังเก็บน้ำมันดิบที่เรือ FPSO BUK
- กิจกรรมและอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่แท่นหลุมผลิตทั้งในแปลงสำรวจ B8/32 ซึ่งรวมถึงการใช้ Well Unloading Unit สำหรับลดแรงดันที่ปากหลุมผลิต เพื่อช่วยเพิ่มอัตราการผลิตจาก หลุมผลิตที่มีแรงดันต่ำ ซึ่งต้องระบายก๊าซที่ปนมากับน้ำมันดิบ (Associated Gas) ออกสู่บรรยากาศโดยตรง
- การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร เครื่องยนต์ต่าง ๆ ทั้งที่แท่นผลิตกลางเบงจumas เรือ FPSO BUK แท่นหลุมผลิตต่าง ๆ และเรือสนับสนุนที่ใช้ในกิจกรรมการขนส่งต่าง ๆ

ทั้งนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้ทำการบันทึกปริมาณก๊าซที่เผาทั้งที่แท่นผลิตทุกแห่ง ซึ่งรวมถึง แท่นผลิตกลางเบงจumas เป็นรายวันในรายงานประจำวันของกิจกรรมการผลิต นอกจากนี้ ในปัจจุบันมีการควบคุมปริมาณก๊าซเรือนกระจกและมลสารทางอากาศจากแหล่งกำเนิดต่าง ๆ ดังนี้

- การออกแบบให้ระบบเผาก๊าซสามารถเผาไหม้ก๊าซได้อย่างสมบูรณ์ เพื่อลดโอกาสในการระบายก๊าซไฮโดรคาร์บอน และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ออกสู่บรรยากาศโดยตรง
- การกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับระบบเผาก๊าซ ให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- การกำหนดแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน สำหรับเครื่องจักรและเครื่องยนต์ต่าง ๆ เช่น Generator, Turbine และ Compressor เพื่อให้สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และช่วยลดปริมาณการปล่อยมลสารทางอากาศ
- การติดตั้ง Gas Lift Compressor เพื่ออัดก๊าซที่เกิดจากการใช้ Well Unloading Unit กลับลงสู่หลุมผลิต จึงไม่ทำให้เกิดการระบายก๊าซออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Zero Cold Vent)

1.3.5 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan)

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมความพร้อมสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยจัดให้มีแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan หรือ ERP) เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับบุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสียชีวิตโดยระบุสถานที่ที่ควรไปเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมถึงสิ่งที่ต้องปฏิบัติ และเวลาที่ควรปฏิบัติ รวมทั้งกำหนดทีมตอบสนอง

ต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน โดยระบุถึงแผนผังองค์กรของทีม หน้าที่และความรับผิดชอบของสมาชิกในทีมและรายละเอียดต่าง ๆ 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 หรือ 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 อุปกรณ์ชำรุดเสียหายที่ส่งผลกระทบต่อกระบวนการดำเนินงาน โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับนี้ต้องมีทีมบริหารจัดการต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) เข้ามาควบคุมสถานการณ์ และอาจมีทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Crisis Management Team, CMT) ของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย ประกอบกับการช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก และบริษัทแม่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกาเข้ามาช่วยควบคุมสถานการณ์

สำหรับหน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ประกอบบุคลากรที่เกี่ยวข้อง ดังแสดงในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-8 บุคลากรที่เกี่ยวข้องและบทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

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

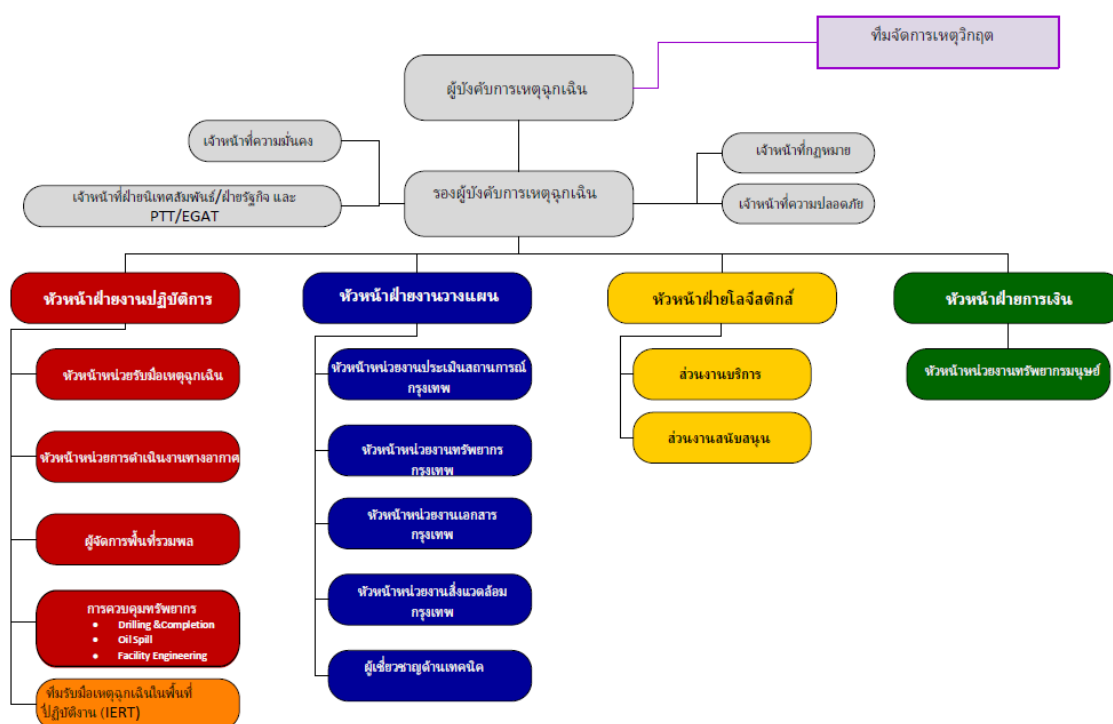
ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2568)

แผนผังองค์กรของทีม AEMT แสดงดังรูปที่ 1-7 และขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุฉุกเฉิน แสดงดังรูปที่ 1-8 โดยมีขั้นตอนสรุปได้ดังนี้

- เมื่อพนักงานพบเห็นเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องมีการแจ้งเหตุฉุกเฉินด้วยสัญญาณแจ้งเหตุ จากนั้นห้องควบคุมส่วนกลางประกาศให้พนักงานที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ทั้งหมดอพยพไปยังจุดรวมพลที่กำหนดไว้ โดยทีม ORT เข้าตรวจสอบพื้นที่และเข้าระงับเหตุ เมื่อประเมินสถานการณ์แล้วว่าเหตุฉุกเฉินดังกล่าวสามารถระงับเหตุได้โดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน จากนั้นทีม ORT รายงานเหตุการณ์ให้กับ On-scene Commander (OC) รับทราบ
- หากประเมินสถานการณ์แล้วพบว่าเหตุการณ์ฉุกเฉิน ในระดับปานกลาง ทีม IERT จะเข้าควบคุมสถานการณ์ โดยทำงานร่วมกับทีม ORT ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และในระดับนี้อาจมีความช่วยเหลืออื่น ๆ เช่น เรือดับเพลิงของบริษัท เรือสำหรับอพยพพนักงาน เป็นต้น เข้ามาสนับสนุนการดำเนินงาน ทั้งนี้การสนับสนุนจากฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลา จะเป็นการสนับสนุนด้านการขนส่ง (Logistics) และการส่งวัสดุอุปกรณ์เข้ามาช่วยเหลือเป็นหลัก โดยทางทีม

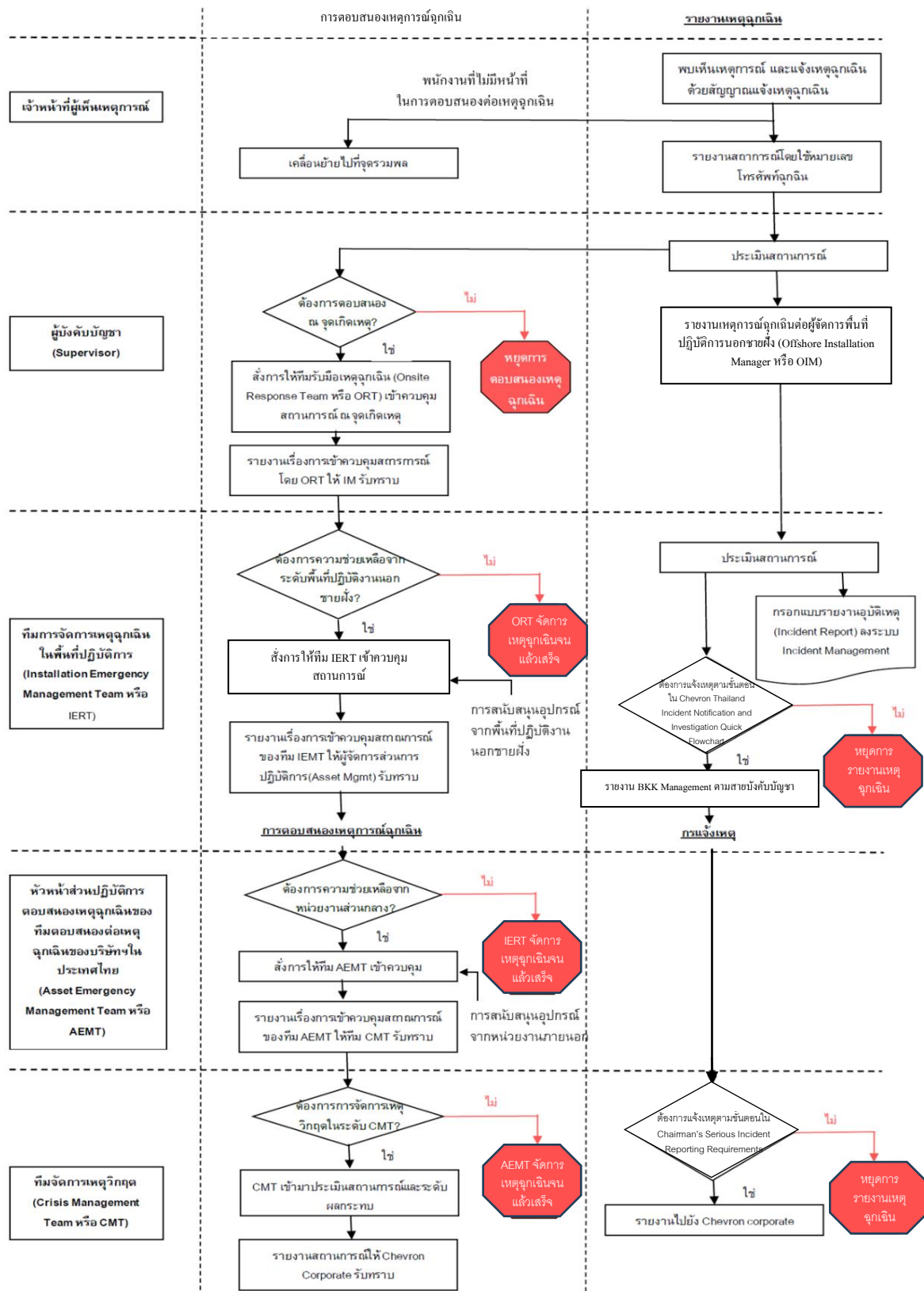
ตอบสนองทั้ง IERT และ AEMT จะมีฝ่ายสนับสนุนด้านการขนส่งที่จะประสานงานกับฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลาเพื่อขอความช่วยเหลือตามความเหมาะสม นอกจากนี้ โครงการฯ มีเรือขนส่งพนักงาน (Crew Boats) ประจำอยู่ในพื้นที่โครงการฯ และมีเรือขนส่งอุปกรณ์ (Supply Boats) ที่ประจำอยู่ในพื้นที่สัมปทานในอ่าวไทยของบริษัทฯ ซึ่งมีอุปกรณ์ที่สามารถสูบน้ำทะเลเพื่อฉีดน้ำดับเพลิงไปยังบนแท่นได้ โดยเรือดังกล่าวสามารถสนับสนุนการปฏิบัติงานกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อย่างไรก็ตาม บนแท่นผลิตกลางและแท่นที่พักอาศัย มีระบบดับเพลิงที่พร้อมจะใช้ดับเพลิงบนแท่นได้อยู่แล้ว อาทิ ระบบน้ำดับเพลิง หัวฉีดน้ำดับเพลิง และถังดับเพลิง เป็นต้น

- ทีม AEMT จะเข้ามาควบคุมสถานการณ์ หากพบว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ส่งผลกระทบต่อแรงสูง เช่น เหตุการณ์ที่ส่งกระทบให้ต้องหยุดการดำเนินงานเป็นเวลานาน หรือเป็นเหตุการณ์ที่ทรัพยากรในการตอบสนองที่มีอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุไม่เพียงพอ หรือทำให้เกิดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพในวงกว้างและเป็นเวลานาน เป็นต้น โดย AEMT จะสนับสนุนในการสั่งการวางแผน และจัดหาทรัพยากรต่าง ๆ เพิ่มเติมให้กับทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และอาจพิจารณาขอความสนับสนุนจากทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของเชฟรอนที่บริษัทแม่ หรือหน่วยงานภายนอกได้



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

รูปที่ 1-7 แผนผังองค์กรของทีมตอบสนองกรณีฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT)



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-8 ผังการปฏิบัติงานของทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ประเทศไทย

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2568

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ B8/32 (แหล่งเบญจมาศใต้และผกากรอง แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งมะลิวัลย์ระยะที่ 2 แหล่งจามจรี แหล่งเบญจมาศเหนือ)

แปลงสำรวจ G4/43 (แหล่งสันดา และแหล่งสุรินทร์) และแปลงสำรวจ 9A บริเวณอ่าวไทย

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้กำหนดแผนการตอบสนองเฉพาะสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นได้ในระหว่างดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลดังนี้

- การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (หัวข้อ 1.3.5.1)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP) (หัวข้อ 1.3.5.2)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น (หัวข้อ 1.3.5.3)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโคลนกันของเรือ (หัวข้อ 1.3.5.4)
- อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.5.5)

1.3.5.1 การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมบุคลากรและอุปกรณ์ทางการแพทย์ ประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ได้แก่ บุรุษพยาบาล (Medics) ซึ่งมีประจำที่ BELQ และที่เรือ FPSO BUK รวมถึงจัดให้มีอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการรักษาและปฐมพยาบาลเบื้องต้นในเรือ แท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต แท่นผลิตกลาง และพื้นที่ปฏิบัติงานต่าง ๆ โดยพนักงานแต่ละคนรวมถึงพนักงานของผู้รับเหมา จะได้รับการฝึกอบรมให้มีความรู้ทางด้านการปฐมพยาบาลผู้ป่วยหรือผู้ได้รับอุบัติเหตุเบื้องต้น รวมถึงวิธีการติดต่อประสานงานและดำเนินการตามคำแนะนำของบุคลากรทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ที่สำนักงานกรุงเทพฯ

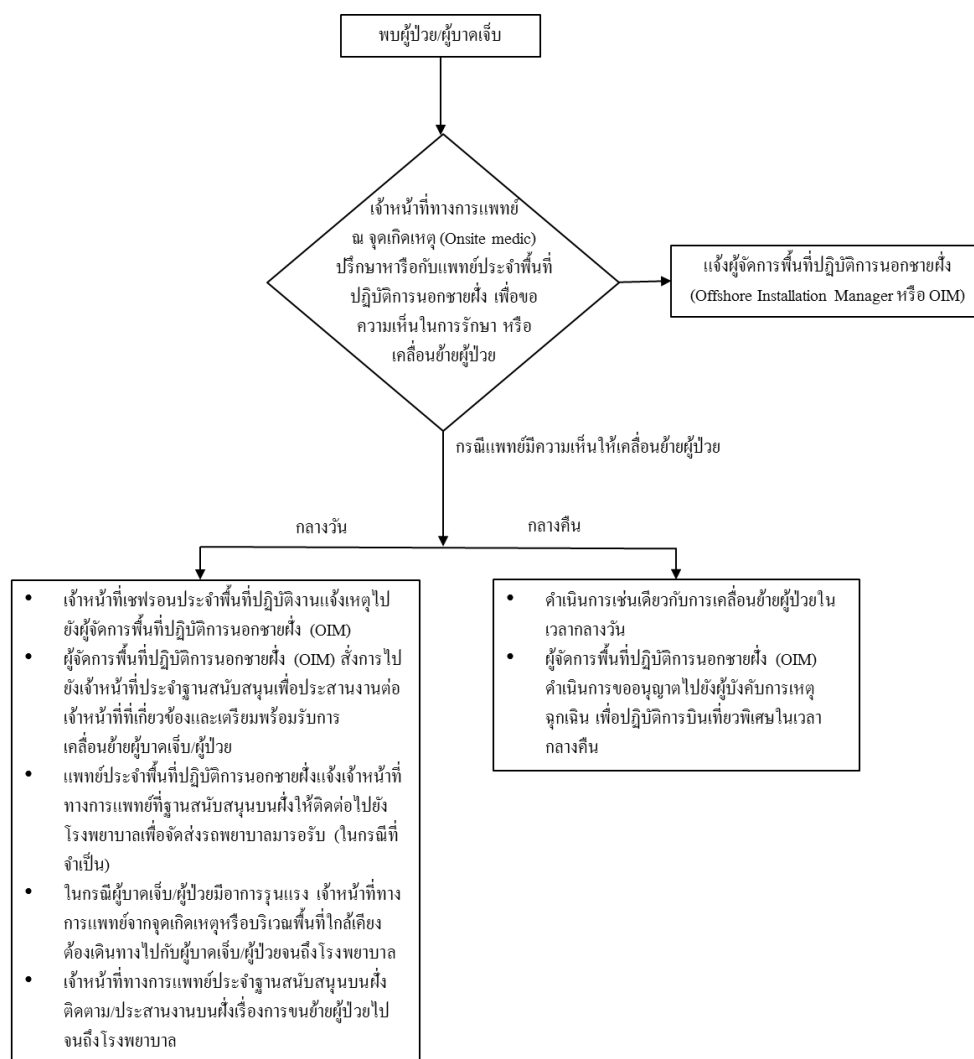
ในกรณีที่เจ็บป่วยที่บุคลากรทางการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งพิจารณาให้ดำเนินการขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาการให้บริการแล้วบนฝั่ง โดยมีการกำหนดรหัสการขนย้ายผู้ป่วย ซึ่งเป็นรหัสที่เป็นที่เข้าใจระหว่างเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งและที่หน่วยงานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการแล้วบนฝั่ง เพื่อให้มีการเตรียมการรับมือได้อย่างเหมาะสม โดยมีรหัสการขนย้ายดังนี้

- รหัส 1 – อาการไม่รุนแรง (Not critical) สามารถไปโรงพยาบาลด้วยรถของบริษัท
- รหัส 2 – อาการไม่รุนแรง (Not Critical But Urgent Medical Care Is Required) แต่ต้องการความช่วยเหลือทางการแพทย์ในการขนย้าย
- รหัส 3 – อาการรุนแรงแต่ไม่ถึงชีวิต (Patient in Serious Conditions, But Not Life Threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง
- รหัส 4 – อาการรุนแรงและอาจถึงชีวิต (Patient in Serious Conditions, Possibly Life Threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง

- รหัส 5 – ผู้ป่วยไม่มีสัญญาณชีพ (Patient with No Vital Signs) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลหรือสถานที่ทางเจ้าหน้าที่ตำรวจ กำหนด

โรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาดใหญ่ในจังหวัดสงขลา นครศรีธรรมราช ชลบุรี และกรุงเทพฯ ที่มีระบบการให้บริการทางสาธารณสุขเพียงพอที่จะรองรับจำนวนพนักงานและเป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัท เชฟรอนฯ รวมถึงต้องมีระบบรองรับการขนย้ายผู้ป่วยด้วยเฮลิคอปเตอร์

การเคลื่อนย้ายผู้ป่วยจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมาบนฝั่งจะดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในคู่มือ TSP-10 Offshore Medical Emergency Evacuation โดยจะแบ่งเป็นกรณีกลางวัน และกลางคืน ซึ่งในช่วงกลางคืนจะต้องมีการขออนุญาตดำเนินการบินเที่ยวบินพิเศษด้วย ผังแสดงขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 1-9



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-9 ขั้นตอนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยของโครงการฯ

1.3.5.2 แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP)

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

ตารางที่ 1-9 การแบ่งระดับความรุนแรงกรณีการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล

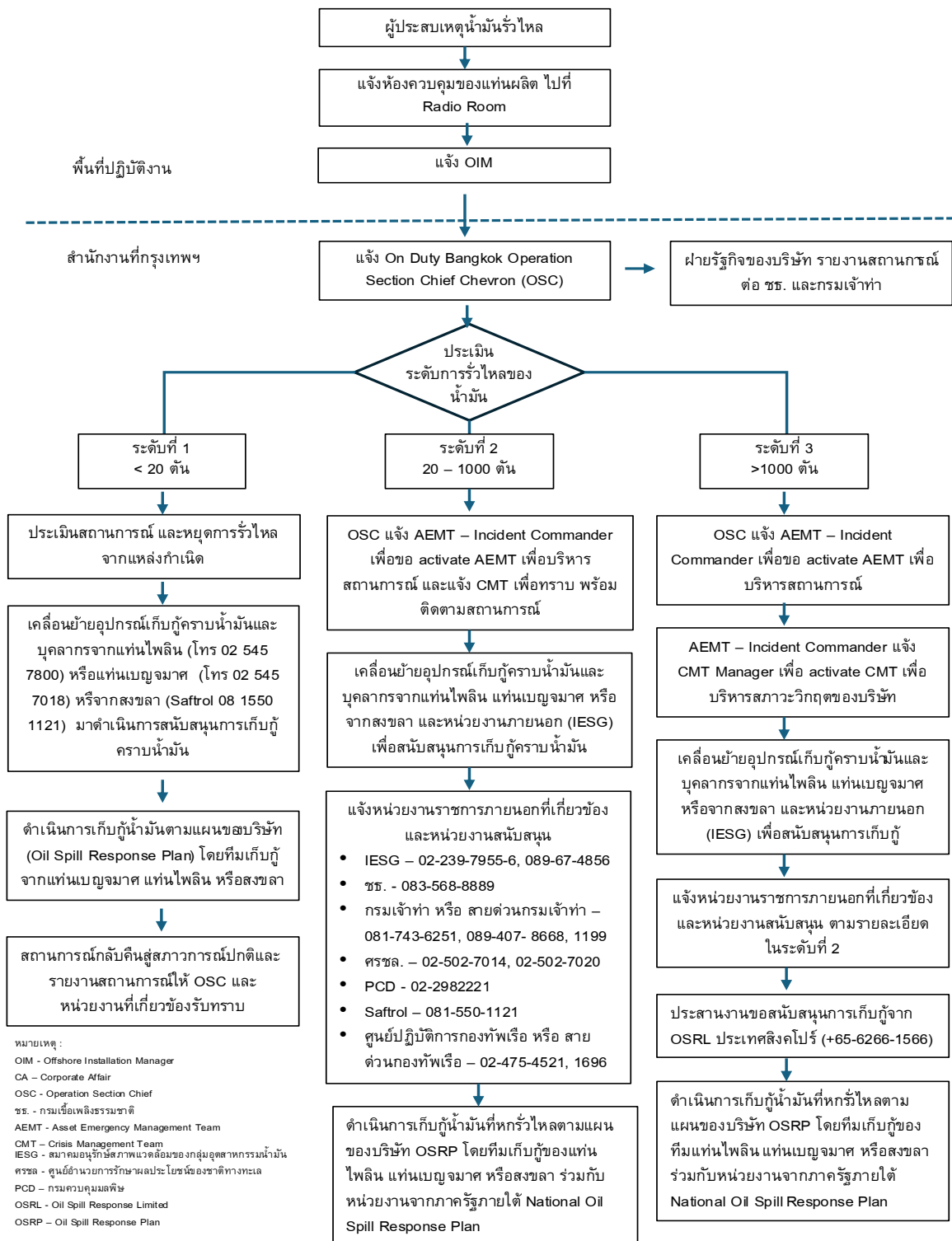
ระดับความรุนแรงของเหตุการณ์	การแบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมัน
ระดับที่ 1 (Tier I)	น้ำมันรั่วไหลขนาดเล็ก ไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล) อาจเกิดจากกิจกรรมขนถ่ายน้ำมันบริเวณท่าเทียบเรือ เป็นต้น การดำเนินการขจัดคราบน้ำมันในระดับนี้ เป็นความรับผิดชอบของหน่วยงานที่ก่อให้เกิดการรั่วไหล และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 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 การดำเนินการขจัดคราบน้ำมันในระดับนี้จะต้องมีการร่วมมือจากหน่วยงานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและภาคเอกชนภายในประเทศ ซึ่งจะต้องดำเนินการตามแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ หากเกินขีดความสามารถของทรัพยากรที่มีอยู่ อาจต้องขอรับการสนับสนุนจากต่างประเทศ
ระดับที่ 3 (Tier III)	การรั่วไหลของน้ำมันขนาดใหญ่ ปริมาณเกินกว่า 1,000 ตัน (เกินกว่า 7,400 บาร์เรล) อาจเกิดจากอุบัติเหตุที่รุนแรง การดำเนินการขจัดคราบน้ำมันในระดับนี้ จำเป็นต้องขอการสนับสนุนเพิ่มเติมจากต่างประเทศ

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

แนวทางการรายงานเหตุการณ์ให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องรับทราบ ตามระดับการรั่วไหล ดังนี้

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

ทั้งนี้ เมื่อเกิดเหตุการณ์รั่วไหล บริษัท เชฟรอนฯ จะมีขั้นตอนการดำเนินงานตามแผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหล ดังแสดงในรูปที่ 1-10



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-10 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน

ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์/บุคลากรในการตอบสนองเหตุรั่วไหลจากสถานที่ต่าง ๆ แสดงในตารางที่ 1-10

ตารางที่ 1-10 ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันเข้าสู่พื้นที่โครงการฯ

หน่วยงาน	พื้นที่ปฏิบัติการ	ระยะเวลาที่ใช้ในการเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุ
ภายในประเทศ		
สถานที่ปฏิบัติงานนอกฝั่งของบริษัทฯ	แท่นเจาะ เรือสนับสนุน และแท่นผลิตที่อยู่ใกล้เคียง	<1 ชม.
ผู้ประกอบการนอกฝั่งอื่น ๆ 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)

1.3.5.3 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น

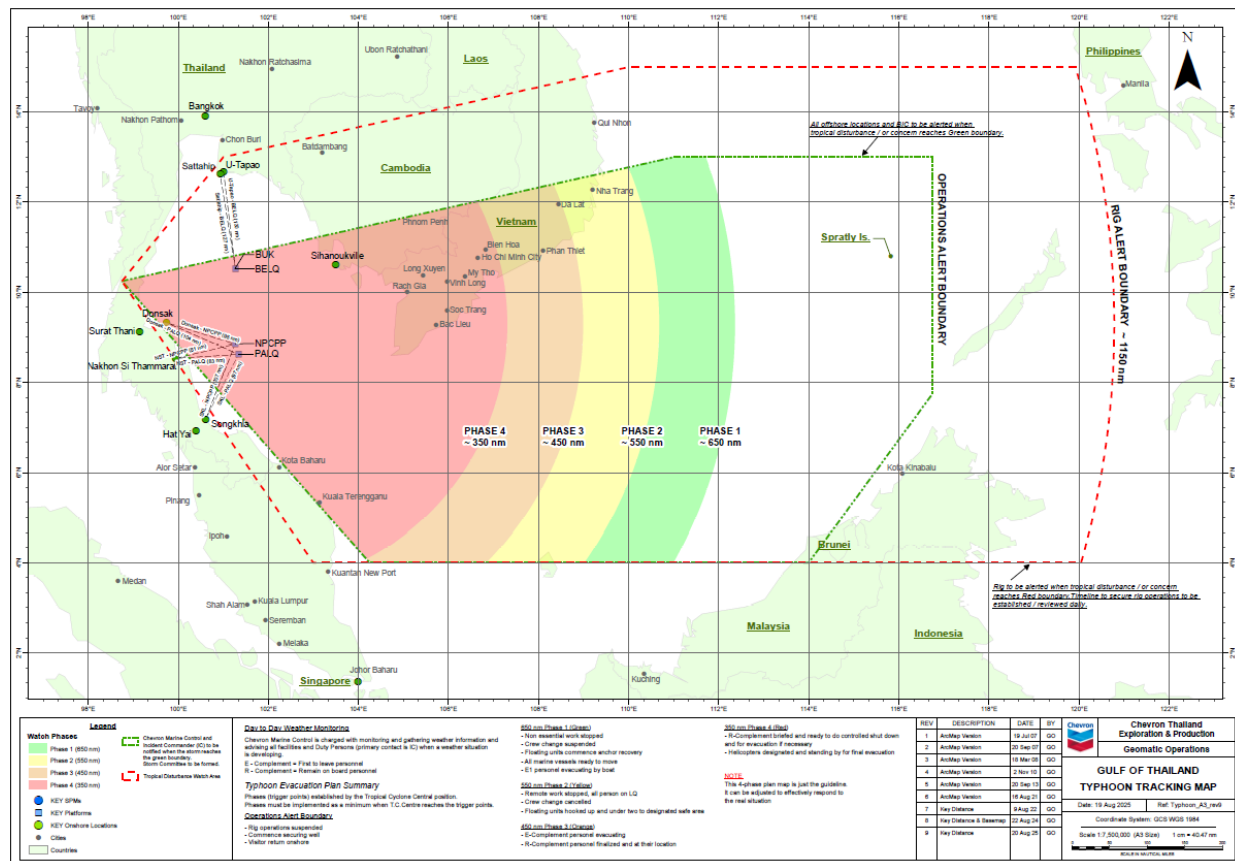
บริษัทฯ ได้จัดทำแนวทางการปฏิบัติในเหตุการณ์การเกิดพายุและไต้ฝุ่น สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง โดยวิธีการปฏิบัติเหล่านี้เป็นไปตามหลักการที่ว่า การป้องกันที่ดีที่สุดเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น คือ “การอพยพออก” เมื่อพิจารณาฤดูกาลเกิดพายุไต้ฝุ่นในอ่าวไทย จะอยู่ประมาณเดือนสิงหาคมถึงมกราคม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

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

แผนการอพยพพายุไต้ฝุ่น (Typhoon Evacuation Plan) จึงได้ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่นขึ้น แผนดังกล่าวมีการระบุสถานะของสถานการณ์ตั้งแต่สีเขียวจนกระทั่งถึงสีแดง โดยจะขึ้นอยู่กับระยะของพายุไต้ฝุ่นที่เกิดขึ้นห่างจากบริเวณแผ่นดิน

ดังแสดงในรูปที่ 1-11 ซึ่งเป็นปัจจัยหลักในการพิจารณาแนวปฏิบัติที่ปลอดภัยและการตอบสนองกับสถานการณ์ดังกล่าว สำหรับผู้ปฏิบัติงานทั้งของบริษัทฯ และของบริษัทคู่สัญญา รวมถึงเป็นข้อมูลสำคัญในการตัดสินใจในการประสานปฏิบัติงาน

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้ติดตั้งอุปกรณ์พยากรณ์และตรวจติดตามพายุไต้ฝุ่นในช่วงฤดูมรสุม และจัดให้มีการรายงานพยากรณ์สภาพอากาศทุกวัน รวมถึงจัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุการณ์สำหรับแต่ละพื้นที่ที่กรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะทำการทบทวน ผูกเชื่อมการอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอทุกปี



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2568)

รูปที่ 1-11 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น

การดำเนินการที่สำคัญเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่นหรือพายุโซนร้อน สามารถแบ่งได้ตามตำแหน่งศูนย์กลางของพายุไต้ฝุ่นตามระยะห่างจากพื้นที่ปฏิบัติงานในอ่าวไทย ดังนี้

- **พื้นที่เฝ้าระวัง บริเวณสีขาว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 650 ไมล์ทะเล) ที่ยังคงปฏิบัติงานได้ตามปกติ โดยจะทำการเฝ้าระวังและติดตามการเคลื่อนตัวของพายุและประสานงานกับเจ้าหน้าที่บนฝั่งและระหว่างหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่งอย่างต่อเนื่อง
- สำหรับแท่นขุดเจาะ ให้หยุดงานและควบคุมความปลอดภัยของหลุม พร้อมทั้งนำส่งผู้มาเยือนเดินทางกลับฝั่ง

- **โซนที่ 1 บริเวณสีเขียว** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 550 ไมล์ทะเล จนถึง 650 ไมล์ทะเล) เริ่มปฏิบัติตามแผนอพยพของแต่ละหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง โดยหยุดการปฏิบัติงานที่สำคัญ ขนส่งผู้ที่มาเยี่ยมชมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งกลับขึ้นฝั่ง พร้อมทั้งเตรียมการอพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญบางส่วนขึ้นฝั่ง เลื่อนหรือชะลอการขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตกลาง ทำการยึดพาหนะลอยน้ำ ถอนสมอเพื่อเตรียมพร้อมลากจูง เรือทุกลำเตรียมพร้อมเพื่อการเคลื่อนย้าย
- **โซนที่ 2 บริเวณสีเหลือง** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 450 ไมล์ทะเล จนถึง 550 ไมล์ทะเล) หยุดการปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิตและแท่นผลิตกลาง และให้พนักงานเดินทางกลับมายังแท่นพักอาศัยหรือเรือขนถ่ายและกักเก็บปิโตรเลียม ยกเลิกการขนส่งพนักงานเปลี่ยนกะ
- **โซนที่ 3 บริเวณสีส้ม** (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 350 ไมล์ทะเล จนถึง 450 ไมล์ทะเล) อพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญขึ้นฝั่งเพิ่มเติม โดยยังคงมีเจ้าหน้าที่ที่สำคัญด้านการสื่อสารปฏิบัติงานอยู่นอกฝั่ง ถอนสมอเรือและอุปกรณ์ลอยน้ำต่าง ๆ เพื่อเตรียมลากจูงไปยังพื้นที่ปลอดภัย
- **โซนที่ 4 บริเวณสีแดง** (ระยะทางจากฝั่งน้อยกว่าหรือเท่ากับ 350 ไมล์ทะเล) อพยพพนักงานเข้าสู่ฝั่งเกือบทั้งหมด ยกเว้นพนักงานที่สำคัญ ที่ยังประจำอยู่ในที่กำบังในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เสิร์คอปเตอร์อยู่ในสภาพพร้อมทำการอพยพ บุคลากรกลุ่มสุดท้ายที่ยังไม่ได้อพยพชักซ้อมความเข้าใจในวิธีการหยุดการผลิต และเตรียมความพร้อมสำหรับการอพยพ ถ้าจำเป็น

นอกจากนี้ ในช่วงเดือนกันยายนถึงตุลาคมในแต่ละปี พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งยังได้จัดให้มีการเตรียมความพร้อมต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น โดยการทบทวนแผน จัดเตรียมอุปกรณ์ที่จำเป็น และฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับพนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงานในฐานะปฏิบัติการในกรณีเกิดเหตุการณ์ก่อนที่จะเข้าถึงช่วงฤดูมรสุมของทุกปี

1.3.5.4 แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโดนกันของเรือ

เนื่องจากการดำเนินงานของโครงการฯ ส่วนใหญ่ เป็นการดำเนินงานนอกชายฝั่ง โดยต้องใช้เรือประเภทต่าง ๆ ปฏิบัติงาน ดังนั้น เรือที่ใช้จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ความปลอดภัยต่าง ๆ เช่น ระบบไฟสัญญาณ เป็นต้น ในการป้องกันการโดนกันของเรือ อีกทั้ง บริษัท เซฟรอนฯ ได้วางแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโดนกันของเรือขึ้นเป็นส่วนหนึ่งในแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินสำหรับตอบสนองในกรณีเกิดอุบัติเหตุขึ้น โดยสามารถสรุปเป็นขั้นตอนที่สำคัญได้ดังต่อไปนี้

- ผู้ทราบหรือพบเหตุการณ์แจ้งต่อกัปตันเรือ
- บันทึกรายละเอียดของเหตุการณ์ที่พบ
- กัปตันแจ้งไปยังศูนย์ควบคุมและประสานกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (CPP Control Room Operator)
- ประเมินสถานการณ์เบื้องต้น

- หากเกิดเหตุการณ์อื่นร่วมด้วย อาทิ เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม ให้ดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์นั้น ๆ
- กัปตันแจ้งหน่วยงานควบคุมการเดินเรือของบริษัทฯ (Marine Control)
- กัปตันแจ้งผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (Offshore Installation Manager - OIM) ที่เกี่ยวข้องเพื่อทราบและแจ้งไปยังพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งที่อยู่ใกล้เคียง
- ให้ยืนยันว่าการปฏิบัติงานต่าง ๆ บนเรือยังสามารถดำเนินการได้
- ใช้สัญญาณเตือนให้ผู้ปฏิบัติงานรวมตัวยังจุดรวมพลที่กำหนด และอพยพถ้าจำเป็น (ตามแผนอพยพ)

1.3.5.5 อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน

นอกจากการเตรียมแผน บุคลากร และขั้นตอนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นต่าง ๆ แล้วในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง จะต้องจัดเตรียมอุปกรณ์เพื่อความปลอดภัยให้พร้อมสำหรับการใช้งานอยู่เสมอ ดังนี้

- ระบบตรวจจับและสัญญาณแจ้งเตือนเหตุการณ์การรั่วไหลของก๊าซ การเกิดเหตุเพลิงไหม้ และเหตุการณ์ฉุกเฉินต่าง ๆ
- อุปกรณ์การช่วยชีวิต
- อุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัยและผจญเพลิง

ทั้งนี้ การจัดเตรียมอุปกรณ์ต่าง ๆ 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 และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม กำหนดให้โครงการฯ จัดทำและเสนอรายงานต่าง ๆ ดังนี้

ตารางที่ 1-11 กำหนดการนำเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ชนิดของรายงาน	กำหนดส่งรายงาน	สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.)	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.)
1. รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ปีละ 1 ครั้ง	1 ฉบับ	1 ฉบับ
2. รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ทุก 3 ปี	ผนวกไว้ในเล่มเดียวกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	

ดังนั้น โครงการฯ จึงได้จัดทำรายงานฉบับนี้ เพื่อเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2568 โดยจะจัดส่งรายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในรูปแบบไฟล์อิเล็กทรอนิกส์ที่บันทึกลงในอุปกรณ์จัดเก็บข้อมูล ดังนี้

- สผ. : CD จำนวน 1 แผ่น
- ชธ. : CD จำนวน 1 แผ่น

1.5 การนำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในรายงานฉบับนี้

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