

# 1 บทนำ

---

บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (บริษัท เซฟรอนฯ) ได้ดำเนินการพัฒนาปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27 จากแหล่งไพลิน ตามเงื่อนไขที่กำหนดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งไพลิน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27 ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการผลิตปิโตรเลียม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) ในการประชุมครั้งที่ 1/2565 เมื่อวันที่ 21 มกราคม พ.ศ. 2565 ตามหนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ที่ ทส 1010.2/1568 ลงวันที่ 27 มกราคม พ.ศ. 2565

ทั้งนี้ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้กำหนดให้บริษัท เซฟรอนฯ ดำเนินการกิจกรรมและปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด (ดังแสดงรายละเอียดใน ภาคผนวก 1)

บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2566 (รายงานฯ) เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) และสผ.

## 1.1 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์หลักของการจัดทำรายงานฯ ฉบับนี้ ได้แก่

- 1) เพื่อรายงานประสิทธิผลของการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งกำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และนำเสนอต่อ ชธ. และ สผ.
- 2) เพื่อรายงานปัญหาและอุปสรรคต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น และเสนอแนวทางในการแก้ไขเพื่อให้โครงการฯ สามารถป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้อย่างมีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับแนวทางในการปฏิบัติของอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากที่สุด

## 1.2 รายละเอียดโดยสังเขปของโครงการฯ

### 1.2.1 รายละเอียดทั่วไปและความเป็นมา

#### 1.2.1.1 ชื่อโครงการฯ

โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งไพลิน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27

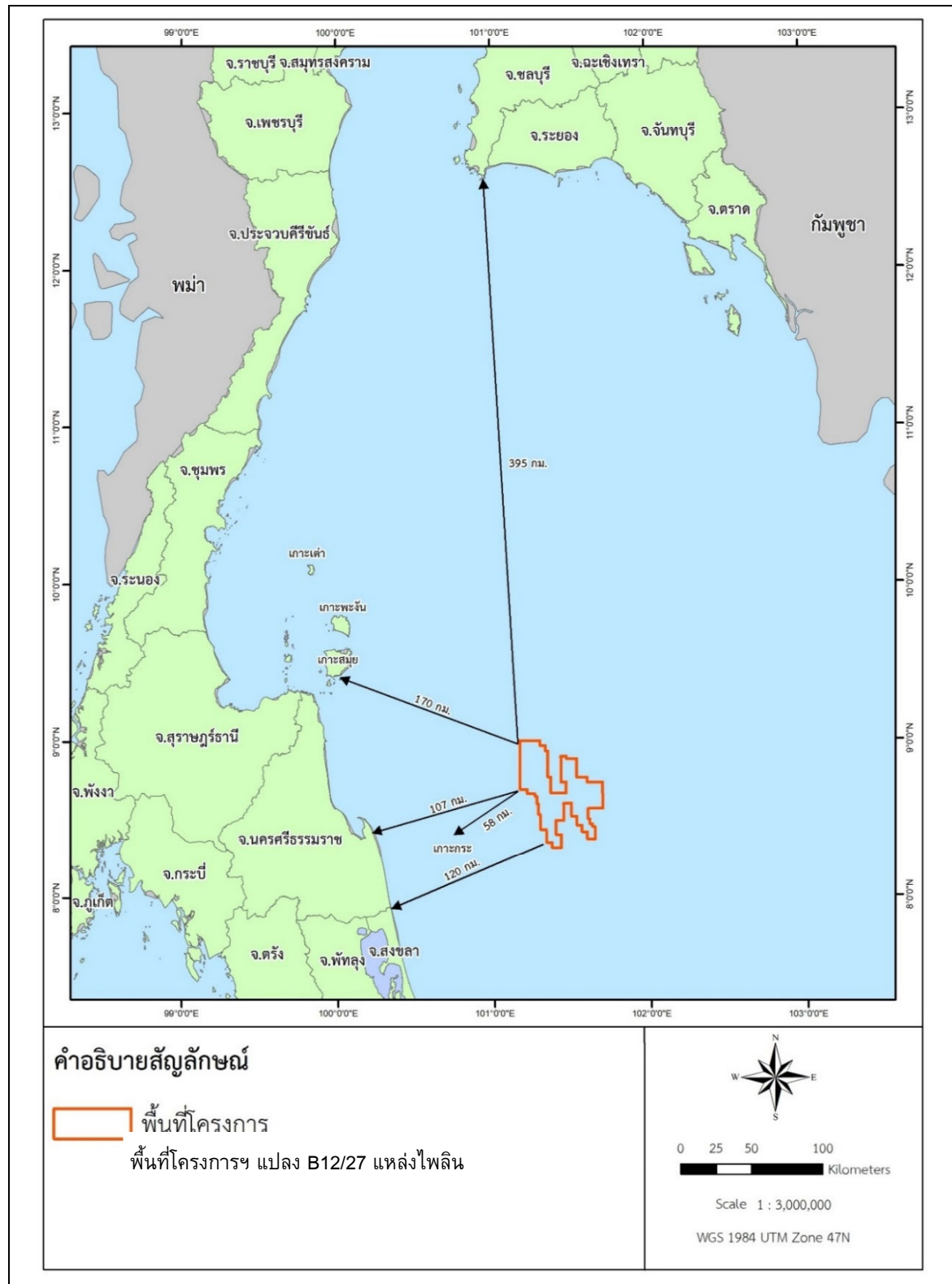
#### 1.2.1.2 สถานที่ตั้งโครงการฯ

แหล่งไพลิน ตั้งอยู่ในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข B12/27 ดังแสดง ใน รูปที่ 1-1

#### 1.2.1.3 ชื่อเจ้าของโครงการฯ

บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด

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



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2566)

รูปที่ 1-1 ที่ตั้งแปลงสำรวจฯ B12/27

#### 1.2.1.4 วันที่รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมผ่านการพิจารณาของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ

รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม “โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งไพลิน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27” นี้ ได้รับความเห็นชอบในการประชุมครั้งที่ 1/2565 เมื่อวันที่ 21 มกราคม พ.ศ. 2565 ตามหนังสือ สผ. ที่ ทส 1010.2/1568 ลงวันที่ 27 มกราคม พ.ศ. 2565 ซึ่งเป็นรายงาน ที่ถูกนำมาใช้แทนรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว 2 โครงการที่มีการดำเนินงานในพื้นที่แปลง B12/27 ได้แก่

- รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการขุดเจาะและผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ยูโนแคล ไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบัน คือ บริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) แปลงสัมปทานที่ B12/27 แหล่งไพลิน บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการเหมืองแร่ ตามหนังสือสผ. เรื่อง การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ วว 0804/12361 ลงวันที่ 4 กันยายน พ.ศ. 2541 และการขอเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้ จำนวน 1 ครั้ง ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม ตามหนังสือของ สผ. เรื่อง การขอเปลี่ยนแปลงการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการขุดเจาะและผลิตปิโตรเลียมในแหล่งไพลิน ที่ ทส 1009.2/8429 ลงวันที่ 5 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551
- รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติ ของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด แหล่งมรกตและอูบลตะวันตก แปลงสัมปทานปิโตรเลียมหมายเลข B12/27 บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม ตามหนังสือของสผ. เรื่อง การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ ทส 1009.2/45 ลงวันที่ 7 มกราคม พ.ศ. 2552

#### 1.2.1.5 วันที่เริ่มกิจกรรมโครงการฯ

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งไพลิน ได้ดำเนินการมาตั้งแต่ พ.ศ. 2541 - ปัจจุบัน

#### 1.2.1.6 การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการฯ

การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2565	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566

การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือน/ปีที่เสนอรายงานฯ
การเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปี พ.ศ. 2566 (รายงานฉบับนี้)	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2567

### 1.2.2 องค์ประกอบของ โครงการฯ

การดำเนินงานเพื่อผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ มีองค์ประกอบที่เกี่ยวข้อง 2 กลุ่ม ได้แก่ สิ่งติดตั้งเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีการดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน และสิ่งติดตั้งที่จะมีการติดตั้งเพิ่มเติมเพื่อรักษากำลังการผลิตปิโตรเลียม มีรายละเอียด ตามที่ระบุในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม “โครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งไพลิน แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27” ดังนี้

สิ่งติดตั้งเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีการดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน ประกอบด้วย

- แท่นผลิตกลางไพลินใต้ แท่นพักอาศัยไพลิน และแท่นเผาก๊าซ
- แท่นผลิตกลางไพลินเหนือและที่พักอาศัยไพลินเหนือ และแท่นเผาก๊าซ
- แท่นหลุมผลิต จำนวน 52 แท่น
- ท่อขนส่งใต้ทะเล จำนวน 64 แนวท่อ

สิ่งติดตั้งเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะมีการติดตั้งเพิ่มเติม ประกอบด้วย

- แท่นหลุมผลิต จำนวน 81 แท่น ทั้งนี้ก่อนดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตในบางตำแหน่ง โครงการฯ จะมีการเจาะหลุมสำรวจหรือหลุมประเมินผลเพื่อยืนยันข้อมูลของแหล่งปิโตรเลียมในชั้นกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งมีจำนวน 61 ตำแหน่ง
- ท่อขนส่งใต้ทะเล จำนวน 84 แนวท่อ

#### 1.2.2.1 แหล่งไพลิน หรือ แหล่งไพลินใต้ (Pailin)

การพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งไพลินใต้มีโครงสร้างที่เป็นองค์ประกอบหลัก ดังนี้

- แท่นผลิตกลางไพลิน (Pailin Central Processing Platform, PACPP) ซึ่งทำการติดตั้งในช่วงปี พ.ศ. 2540 – 2541 และเริ่มกระบวนการผลิตเมื่อเดือนตุลาคม พ.ศ. 2542 โครงสร้างหลักของแท่นผลิตกลาง PACPP ถูกออกแบบให้สามารถรองรับการใช้งานถึง 80 ปี โดยติดตั้งบนส่วนฐานแท่น ซึ่งมีเสาเข็มขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 60 นิ้ว ที่ฝังลงในพื้นทะเลลึกประมาณ 360 ฟุต (รูปที่ 1-2) องค์ประกอบสำคัญบนแท่นผลิตกลาง PACPP ประกอบด้วย ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทจำนวน 2 สายการผลิต ซึ่งมีขีดความสามารถในการรองรับปิโตรเลียมดิบได้สูงสุดรวม

260 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเมื่อผ่านกระบวนการผลิตแล้วจะได้ผลผลิตเป็นก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งขายปริมาณสูงสุด 230 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

- แท่นพักอาศัย ไพลิน (Pailin Living Quarter, PALQ) ซึ่งสามารถรองรับพนักงานปฏิบัติการและพนักงานซ่อมบำรุงได้สูงสุดจำนวน 128 คน ประกอบด้วยส่วนประกอบที่สำคัญ คือ พื้นที่พักอาศัย พื้นที่เพื่อการสันทนาการ และห้องอาหาร พร้อมกับชั้นดาดฟ้าสำหรับการขึ้น-ลงของเฮลิคอปเตอร์ โดยมีทางเชื่อมต่อไปยังแท่นผลิตกลาง PACPP ซึ่งมีความยาวประมาณ 75 เมตร โครงสร้างของแท่นพักอาศัยเป็นชนิด 4 ขา ที่ฝังลงในพื้นทะเลลึกประมาณ 80 เมตร
- แท่นเผาก๊าซ ไพลิน (Pailin Flare Tower, PAFT) ที่มีความสูง 100 ฟุต รวมถึงสะพานต่อเชื่อมยาว 400 ฟุต ใช้ในการเผาก๊าซส่วนเกินซึ่งระบายออกจากระบบการผลิตเพื่อความปลอดภัย มีความสามารถในการรองรับปริมาณก๊าซส่วนเกินได้สูงสุด 2 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2564)

รูปที่ 1-2      แท่นผลิตกลาง PACPP และแท่นพักอาศัยไพลิน (PALQ)

#### 1.2.2.2 แหล่งไพลินเหนือ (North Pailin)

การพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งไพลินเหนือมีโครงสร้างที่เป็นองค์ประกอบหลัก ดังนี้

- แท่นผลิตกลางไพลินเหนือ (North Pailin Central Processing Platform, NPCPP) และที่พักอาศัย (North Pailin Living Quarter, NPLQ) ซึ่งติดตั้งบนโครงสร้างเดียวกัน สามารถรองรับพนักงานปฏิบัติการและพนักงานซ่อมบำรุงได้สูงสุดจำนวน 80 คน โดยทำการติดตั้ง และเริ่มกระบวนการผลิตเมื่อเดือนเมษายน พ.ศ. 2545 โครงสร้างหลักของแท่นผลิตกลาง NPCPP ถูกออกแบบให้สามารถรองรับการใช้งานได้นานถึง 80 ปี โดยจะติดตั้งบนส่วนฐานแท่นซึ่งมีเสาเข็มขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 60 นิ้ว ที่ฝังลงในพื้นทะเลลึกประมาณ 360 ฟุต องค์ประกอบสำคัญของแท่นผลิตกลาง NPCPP ประกอบด้วยระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท จำนวน 1 สายการผลิต ซึ่งได้รับการออกแบบให้สามารถรองรับปิโตรเลียมดิบได้สูงสุด 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเมื่อผ่านกระบวนการผลิตแล้วจะได้ผลผลิตเป็นก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งขายปริมาณสูงสุด 230 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ส่วนพื้นที่การผลิตแล้ว แท่นผลิตกลาง NPCPP มีส่วนของที่พักอาศัยติดตั้งอยู่บนโครงสร้างเดียวกัน โดยแบ่งพื้นที่ ใช้งานประโยชน์เป็นส่วนต่างๆ ได้แก่ พื้นที่ที่พักอาศัย พื้นที่เพื่อการสันทนาการ และพื้นที่รับประทานอาหาร ซึ่งได้รับการออกแบบให้สามารถรองรับพนักงานปฏิบัติการและพนักงานซ่อมบำรุงได้ 80 คน (รูปที่ 1-3)
- แท่นเผาก๊าซ ที่มีความสูง 100 ฟุต รวมถึงสะพานต่อเชื่อมยาว 400 ฟุต ใช้ในการเผาก๊าซส่วนเกินซึ่งระบายออกจากระบบการผลิตเพื่อความปลอดภัย



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2564)

รูปที่ 1-3      แท่นผลิตกลาง NPCPP และแท่นพักอาศัยไพลิน (NPLQ)

**1.2.2.3 แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform, WHPs)** ตามแผนงานที่ระบุในรายงานฯ จะมีจำนวนรวมทั้งสิ้น 133 แท่น ที่เป็นการผลิตปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในแหล่งไพลินใต้ แหล่งไพลินเหนือ และแหล่งมรกตและอุบลตะวันตก เชื่อมต่อกันเป็นเครือข่ายส่งปิโตรเลียมผ่านท่อขนส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นผลิตกลางไพลิน (PACPP) แท่นผลิตกลางไพลินเหนือ (NPCPP) เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป

ในปีพ.ศ. 2566 มีการติดตั้งสิ่งติดตั้งใหม่ 2 แท่น คือ NPWY และ MGWK โดยนับถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2566 มีการติดตั้ง WHPs แล้วจำนวน 51 แท่น ดังรายละเอียดตาราง 1-1

ตาราง 1-1 รายชื่อแท่นหลุมผลิตที่มีการติดตั้งแล้ว

จำนวน	รายชื่อสิ่งติดตั้ง (NORTH PAILIN)	จำนวน	รายชื่อสิ่งติดตั้ง (SOUTH PAILIN)	จำนวน	รายชื่อสิ่งติดตั้ง (MORAGOT & WEST UBON)
1	NPWA	1	PAWA	1	MGWA
2	NPWB	2	PAWB	2	MGWB
3	NPWC	3	PAWC	3	MGWC
4	NPWE	4	PAWD	4	MGWD
5	NPWF	5	PAWE	5	MGWE
6	NPWG	6	PAWF	6	MGWF
7	NPWH	7	PAWH	7	MGWG
8	NPWI	8	PAWJ	8	MGWH
9	NPWJ	9	PAWK	9	MGWI
10	NPWK	10	PAWL	10	MGWJ
11	NPWL	11	PAWM	11	MGWK
12	NPWM	12	PAWN		
13	NPWN	13	PAWO		
14	NPWQ	14	PAWP		
15	NPWR	15	PAWQ		
16	NPWS	16	PAWR		
17	NPWT	17	PAWS		
18	NPWU	18	PAWT		
19	NPWV				
20	NPWW				
21	NPWX				
22	NPWY				
รวม	22 WHPs	รวม	18 WHPs	รวม	11 WHPs

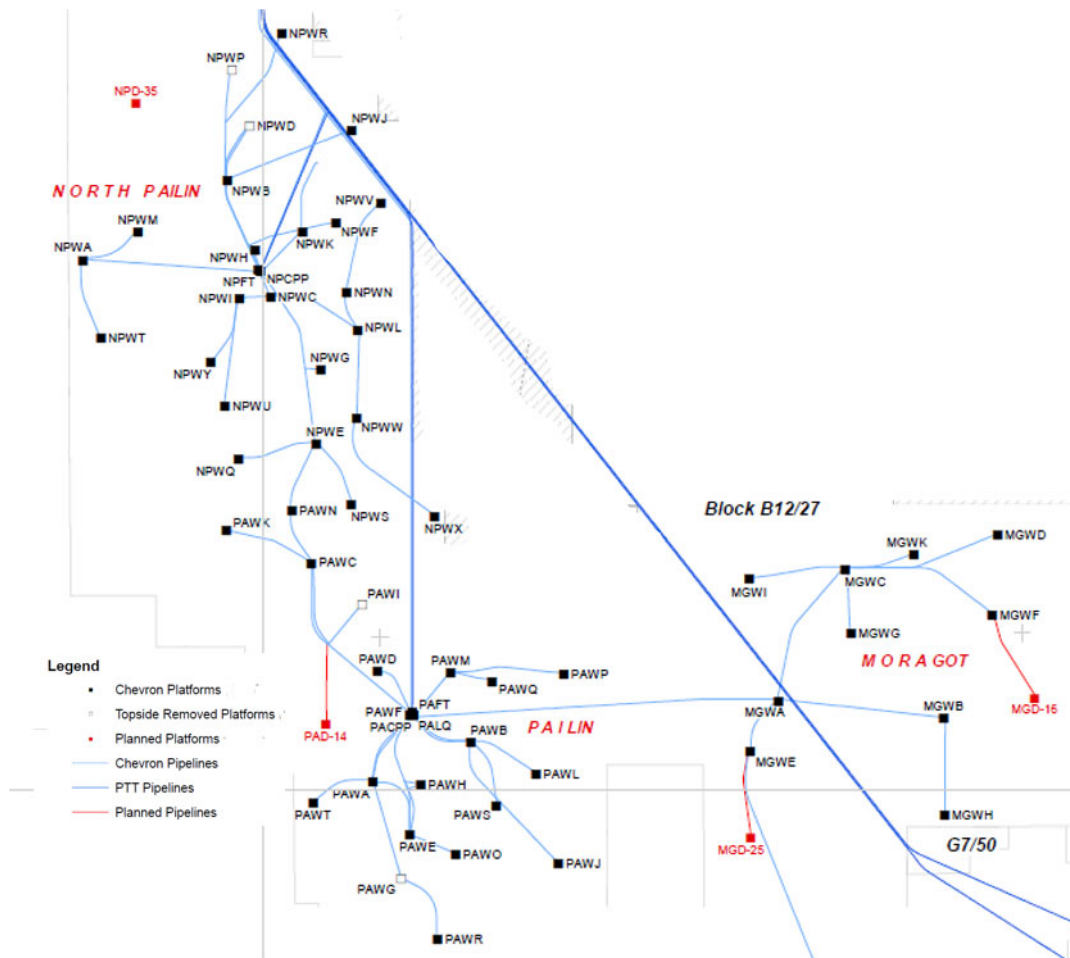
หมายเหตุ : ส่วนบนของแท่นหลุมผลิต PAWI และ PAWG ได้ถูกรื้อถอนในปี 2566 และนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตกลับไปใช้ใหม่ที่ได้ทำการติดตั้งในปี 2566 ที่แท่นหลุมผลิต NPWY (NPD-65) และที่แท่นหลุมผลิต MGWK (MGD-03) ตามลำดับ นอกจากนี้ส่วนบนของแท่นหลุมผลิต NPWD และ NPWP ได้ถูกรื้อถอนในปี 2564 ทั้งนี้ ส่วนของขาของแท่นหลุมผลิต PAWI PAWG NPWD และ NPWP ยังอยู่ที่เดิม และบริษัทฯ มีแผนที่จะถอดขาแท่น PAWI PAWG NPWD และ NPWP ออกในปี 2569 เป็นต้นไป



แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งมีทั้งชนิด 3 ขา (Tripod) และชนิด 4 ขา (Four-Pile) นอกจากนี้ มีการติดตั้งระบบท่อใต้ทะเลซึ่งใช้ในการขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลาง PACPP (ยกเว้นแท่นหลุมผลิต PAWF ซึ่งถูกติดตั้งเพื่อรองรับการอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตโดยเฉพาะและมีสะพานเชื่อมต่อจากแท่นผลิตกลาง PACPP)

**1.2.2.4 ท่อขนส่งใต้ทะเล (Subsea Pipeline)** ตามแผนงานที่ระบุในรายงานฯ จะมีจำนวนรวมทั้งสิ้น 148 แนวท่อ ทั้งนี้ ข้อมูลท่อขนส่งในปัจจุบัน (ธันวาคม 2566) ประกอบด้วยท่อขนส่งขนาดระหว่าง 8 - 20 นิ้ว จำนวน 65 แนวท่อ โดยมีความยาวต่อแนวท่อเฉลี่ยประมาณ 6.7 กิโลเมตร และมีความยาวรวมทุกแนวท่อประมาณ 440 กิโลเมตร

ตำแหน่งที่ตั้งแทนผลิตภัณฑ์ แทนพักอาศัย แทนหลุมผลิต และท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล ในแหล่ง  
ไพลินและแหล่งมรกต แสดงใน รูปที่ 1-4



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2566)

รูปที่ 1-4 ตำแหน่งที่ตั้งขององค์ประกอบต่างๆและการเชื่อมต่อกับโครงสร้างในแหล่งไพลิน และแหล่งมรกต

### 1.2.3 กิจกรรมของ โครงการฯ และสถานะการดำเนินงาน

ในหัวข้อนี้จะนำเสนอรายละเอียดกิจกรรมหลักของโครงการฯ และสถานะการดำเนินงานโครงการฯ ภายในปี พ.ศ. 2566 ดังนี้

- การเจาะสำรวจปิโตรเลียม
- การติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม
- การเจาะหลุมผลิตและการเตรียมหลุมผลิต
- การผลิตปิโตรเลียม

#### 1.2.3.1 การเจาะสำรวจปิโตรเลียม

ในปี พ.ศ. 2566 มีการเจาะหลุมสำรวจ/หลุมประเมิน ในแหล่งไพลิน จำนวน 2 หลุม คือ Pailin 53 (NPP-35) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2566 และ Pailin 51 (NPP-43) ในเดือนมีนาคม 2566 โดยมีรายละเอียดของ %CBFR (Cutting Base Fluid Retention) ดังตารางดังนี้

หลุม	จำนวนหลุม (หลุม)	แท่นเจาะที่ใช้	ช่วงเวลาที่ดำเนินการ	%CBFR
Pailin – 53 (NPP-35)	1	Chao Phraya (Jack-up Rig)	กุมภาพันธ์ 2566	7.40
Pailin – 51 (NPP-43)	1	Chao Phraya (Jack-up Rig)	มีนาคม 2566	7.48

#### 1.2.3.2 การติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

ในปี พ.ศ. 2566 มีการติดตั้งแท่นหลุมผลิตและวางระบบท่อใต้ทะเลเพื่อการขนส่งปิโตรเลียม จำนวน 2 หลุมผลิต คือ NPWY (NPD-65) และ MGWK (MGD-03)

#### 1.2.3.3 การเจาะหลุมผลิตและการเตรียมหลุมผลิต

##### 1.2.3.3(1) แท่นเจาะที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิต

ในปี พ.ศ. 2566 มีการเจาะหลุมผลิตโดยใช้แท่นเจาะซึ่งมีสัญญาอยู่กับบริษัท เชฟรอนฯ คือ แท่นเจาะ Chao Phraya ซึ่งเป็นแท่นเจาะชนิดที่มีลักษณะชนิดยกตัวได้ (Jack-up Rig) โดยมีจำนวนหลุมผลิตที่มีการเจาะ ช่วงเวลาการดำเนินงาน รวมถึงรายละเอียด %CBFR ได้ดัง ตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 จำนวนหลุมผลิต แท่นเจาะ ช่วงเวลาในการดำเนินงาน และ %CBFR ที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิต ในปี พ.ศ. 2566

แท่นหลุมผลิต	จำนวนหลุมผลิตที่ เจาะ (หลุม)	แท่นเจาะที่ใช้	ช่วงเวลาที่ดำเนินการ	% CBFR
NPWL	6	Chao Phraya (Jack-up Rig)	มกราคม - กุมภาพันธ์ 2566	6.89 – 7.33
PAWC	11	Chao Phraya (Jack-up Rig)	เมษายน - มิถุนายน 2566	7.10 – 7.38
MGWJ (MGD-34)	23	Chao Phraya (Jack-up Rig)	มิถุนายน - กันยายน 2566	7.12 - 7.34
NPWB	8	Chao Phraya (Jack-up Rig)	ตุลาคม 2566	7.06 – 7.41
NPWY	11	Chao Phraya (Jack-up Rig)	ธันวาคม 2566	6.99 - 7.34
รวมจำนวนหลุม	59			

### 1.2.3.3(2) การออกแบบหลุม ขนาดท่อกรู และโคลนที่ใช้ในการเจาะ

หลุมผลิตเป็นหลุมแบบแคบ (Slim Hole) ตามมาตรฐานการออกแบบหลุมของบริษัทเชฟรอนฯ โดยแบ่งเป็น 3 ระดับ ได้แก่ หลุมระดับบน หลุมระดับกลาง และหลุมระดับสุดท้าย สำหรับการรักษาสถียรภาพของหลุมทำได้โดยการติดตั้งท่อกรูซึ่งจะถูกยึดด้วยซีเมนต์ ซึ่งมีขนาดที่แตกต่างกันในแต่ละช่วงของหลุม และใช้โคลนเจาะแตกต่างกัน โดยมีรายละเอียด ดังนี้

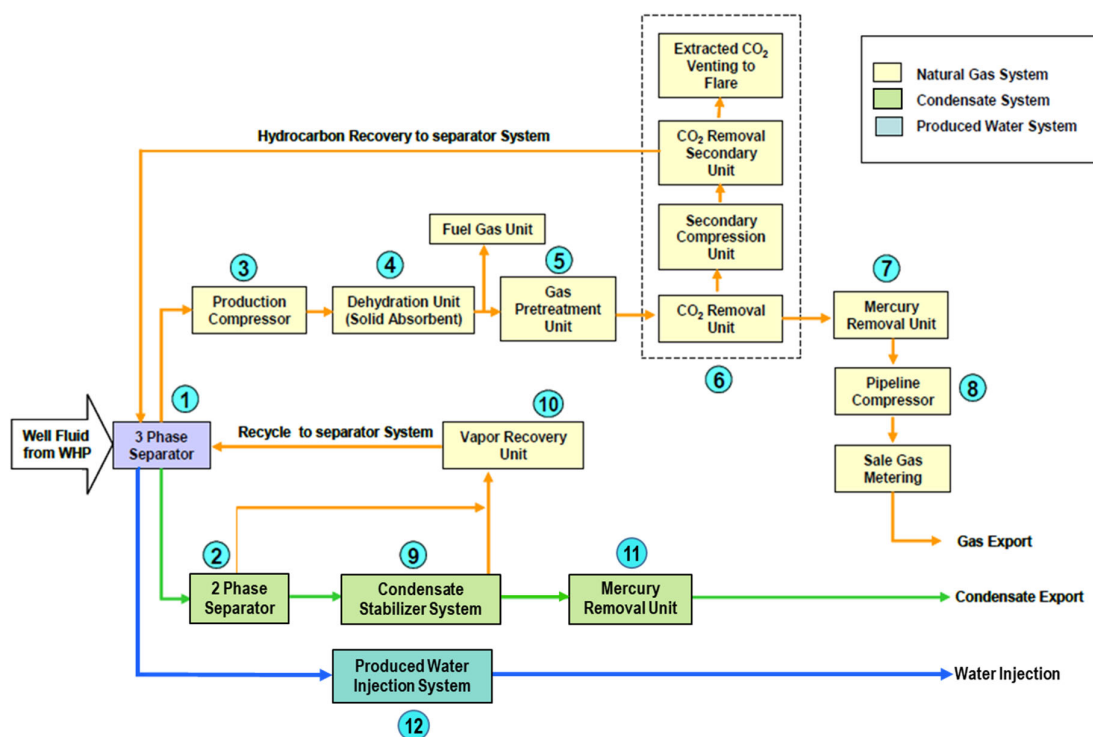
- การเจาะหลุมระดับบน ซึ่งมีขนาดหลุม  $12 \frac{1}{4}$  นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด  $9 \frac{5}{8}$  นิ้ว และใช้ โคลนชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (water based mud, WBM) ในการเจาะ
- การเจาะหลุมระดับกลาง ซึ่งมีขนาด  $8 \frac{1}{2}$  นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด 7 นิ้ว และใช้น้ำทะเล ในการเจาะและใช้โคลนชนิด WBM
- การเจาะหลุมระดับสุดท้าย ซึ่งมีขนาด  $6 \frac{1}{8}$  นิ้ว จะใช้ท่อกรูขนาด  $2 \frac{7}{8}$  นิ้ว และจะใช้ โคลนชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (synthetic based mud, SBM) ซึ่งมี Saraline เป็นองค์ประกอบหลัก และมีส่วนผสมของแคลเซียมคลอไรด์ ( $\text{CaCl}_2$ ) ในรูปของสารละลายเกลือ สารเคมีที่เป็นด่าง และแบเรียมหรือแบเรียมซัลเฟต เพื่อเพิ่มความหนาแน่นของโคลน ซึ่งโคลนชนิดนี้อาจเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า Non-Aqueous Fluid (NAF)

### 1.2.3.4 การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง

กระบวนการผลิตปิโตรเลียม จะดำเนินการที่แท่นผลิตกลาง 2 แห่ง คือ แท่นผลิตกลาง PACPP และแท่นผลิตกลาง NPCPP ซึ่งมีองค์ประกอบที่สำคัญ ดังนี้

#### 1.2.3.4(1) แท่นผลิตกลางไพลิน (PACPP)

แท่นผลิตกลางไพลินจะรับปิโตรเลียมจากทั้งแหล่งไพลินและแหล่งมรกตและอูบลตะวันตก โดยองค์ประกอบสำคัญบนแท่นผลิตกลาง PACPP ประกอบด้วย ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท จำนวน 2 สายการผลิต โดยแต่ละสายการผลิตได้รับการออกแบบให้มีขีดความสามารถในการรองรับปิโตรเลียมดิบ (ซึ่งมีคาร์บอนไดออกไซด์สูงถึงร้อยละ 35) ได้สูงสุด 130 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเมื่อผ่านกระบวนการผลิตแล้วจะได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซธรรมชาติ (ซึ่งมีคาร์บอนไดออกไซด์ลดลงเหลือไม่เกินร้อยละ 22.5) ได้สูงสุด 110 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันต่อสายการผลิต ดังนั้น แท่นผลิตกลาง PACPP จึงมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติจากทั้งสองสายการผลิตเพื่อส่งขาย รวม 220 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สายการผลิตหนึ่งสายบนแท่นผลิตกลาง PACPP ประกอบด้วยระบบต่างๆ ที่สำคัญ ดังแสดงใน รูปที่ 1-5 และสามารถสรุปได้ ดังนี้



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-5 แผนภาพแสดงระบบการผลิตบนแท่นผลิตกลาง PACPP (หนึ่งสายการผลิต)

(A) ระบบแยกปิโตรเลียม (separation system) ① และ ② ประกอบด้วย อุปกรณ์แยก 3 เฟส (3 phase separator) ที่ติดตั้งต่อเนื่องกันแบบอนุกรม ซึ่งมีหน้าที่แยกปิโตรเลียมดิบที่ได้จากแท่นหลุมผลิตออกเป็น 3 ส่วน คือ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำจากกระบวนการผลิต โดยก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสทจะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตในลำดับต่อไป ในขณะที่น้ำจากกระบวนการผลิตจะถูกจัดการด้วยระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ⑪ โดยจะถูกอัดกลับลงหลุม

(B) ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติ (gas compression system) มีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1) ระบบเพิ่มแรงดันสำหรับการผลิต (production compressor) ③ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่มีความชื้นสูง (wet gas) ที่ได้จากระบบแยกปิโตรเลียม ให้มีแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่กระบวนการผลิต และ 2) ระบบเพิ่มความดันสำหรับเส้นท่อ (pipeline compressor) ⑧ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่ผ่านกระบวนการลดความชื้นลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ และลดปริมาณปรอทแล้ว ให้มีแรงดันเพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ

(C) ระบบลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติ (dehydration unit) ④ ทำหน้าที่ลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติ โดยใช้ชั้นของสารดูดซับความชื้นที่สามารถฟื้นฟูสภาพได้ (redeemable solid-absorbent bed) ซึ่งมีส่วนประกอบหลักเป็นซิลิกาเจล (silica gel) เพื่อให้ก๊าซธรรมชาติ มีความชื้นอยู่ในระดับที่เหมาะสมกับกระบวนการผลิต และเป็นไปตามข้อกำหนดใน สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

(D) ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติเบื้องต้น (gas pretreatment unit) ⑤ ประกอบด้วยเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน (heat exchanger) ระบบแยกปิโตรเลียม (separator) และระบบทำความเย็นด้วยโพรเพน (propane chiller) ทำหน้าที่แยกไฮโดรคาร์บอนหนัก (ประกอบด้วยคาร์บอนมากกว่า 6 ตัว หรือ C6+) ด้วยการลดอุณหภูมิก๊าซธรรมชาติให้เหลือ 20 องศาฟาเรนไฮต์ เพื่อให้ไฮโดรคาร์บอนหนักกลั่นตัวและแยกออกจากก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านระบบปรับปรุงคุณภาพเบื้องต้นจะมีสภาพเหมาะสมต่อการส่งเข้าสู่ระบบลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ต่อไป

(E) ระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติ (carbon dioxide removal and venting) ⑥ ทำหน้าที่ลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติจากร้อยละ 35 ให้ลดลงเหลือน้อยกว่าร้อยละ 23 ซึ่งประกอบด้วยระบบเยื่อเลือกผ่าน (selective membranes) ซึ่งยอมให้คาร์บอนไดออกไซด์ผ่านได้ 2 ขั้นตอน โดยขั้นตอนแรกจะทำการแยกก๊าซธรรมชาติออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ไม่ผ่านเยื่อเลือกผ่านชั้นแรกซึ่งมีคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ ซึ่งจะถูกส่งไปยังกระบวนการผลิตขั้นต่อไป ขณะที่อีกส่วนหนึ่งซึ่งผ่านเยื่อเลือกผ่านและมีคาร์บอนไดออกไซด์สูงประมาณร้อยละ 80 - 85 จะเข้าไปสู่เยื่อเลือกผ่านชั้นที่สองต่อไป โดยก๊าซที่ผ่านเยื่อเลือกผ่านชั้นที่สองจะประกอบด้วยคาร์บอนไดออกไซด์ร้อยละ 95 ขึ้นไป จะถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซ ขณะที่ก๊าซที่ไม่ผ่านเยื่อเลือกผ่านชั้นที่สองจะถูกส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตอีกครั้งที่อุปกรณ์แยก 3 เฟส (3 phase separator)

(F) ระบบลดปริมาณปรอท (mercury removal system) ⑦ ทำหน้าที่ลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติให้เหลือไม่เกิน 50 ส่วนในพันล้านส่วน ซึ่งระบบประกอบด้วยหน่วยของสารดูดซับปรอท (mercury absorber) ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนรูปไอปรอทในก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในรูปเมอร์คิวรีซัลไฟด์ ซึ่งมีสภาพเป็นของแข็งและจะสะสมตัวอยู่ในชั้นของสารดูดซับ ทั้งนี้สารดูดซับที่ใช้งานแล้วจะถูกรวบรวมส่งไปบำบัดและกำจัดด้วยวิธีที่เหมาะสม โดยในปลายปี พ.ศ. 2558 มีการติดตั้งตัวกรองสารปรอท (filter) เพิ่มเติม และเริ่มใช้งานในปี พ.ศ.2559 เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติ

(G) ระบบปรับสภาพเสถียรของคอนเดนเสท (condensate stabilization system) ⑨ ทำหน้าที่กลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนเบา (light hydrocarbon) ออกจากคอนเดนเสท เพื่อป้องกันการเกิดไอก๊าซเนื่องจากไฮโดรคาร์บอนเบาในคอนเดนเสทขณะทำการส่ง ทั้งนี้ คอนเดนเสทที่ผ่านการปรับสภาพเสถียรแล้วจะถูกส่งไปยังเรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียมเอราวัณ (Erawan Floating Storage and Offloading) ในแปลงสำรวจ G1/61 ของบริษัท PTTEP ED ส่วนไฮโดรคาร์บอนที่แยกออกจากคอนเดนเสทจะถูกส่งกลับไปยังกระบวนการผลิตผ่านทางระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (vapor recovery system) ⑩

นอกจากนี้ บนแท่นผลิตกลาง PACPP มีระบบสาธารณูปโภคและระบบอำนวยความสะดวกอื่นๆ (utility system) ประกอบด้วย ระบบกำเนิดไฟฟ้า ระบบควบคุมและตรวจติดตามกระบวนการผลิต ระบบระบายน้ำ ระบบเติมสารเคมี ระบบก๊าซเชื้อเพลิง (fuel gas unit) ระบบหมุนเวียนความร้อน ระบบอัดอากาศสำหรับเครื่องควบคุม ระบบจัดเก็บเชื้อเพลิง ระบบน้ำดื่ม และระบบ น้ำดับเพลิง

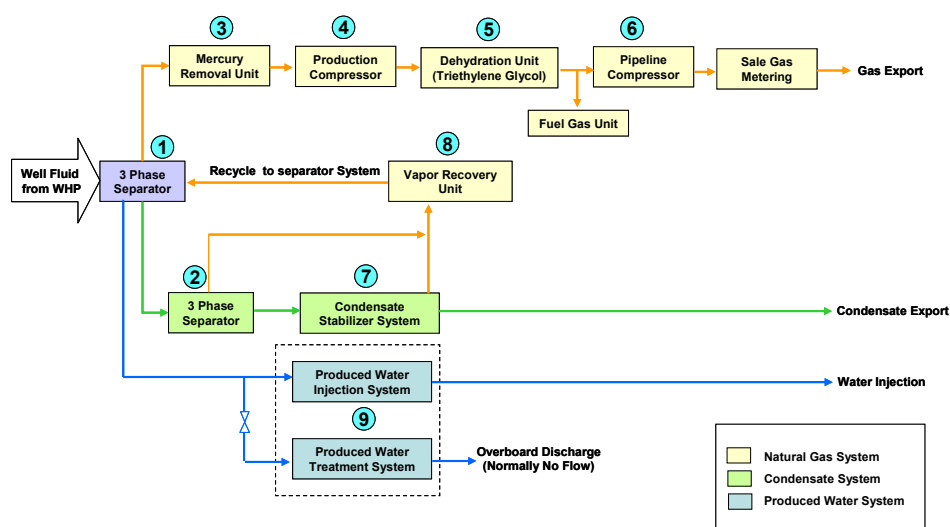
#### 1.2.3.4(2) แท่นผลิตกลางไพลินเหนือ (NPCPP)

องค์ประกอบสำคัญบนแท่นผลิตกลาง NPCPP ประกอบด้วย ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท จำนวน 1 สายการผลิต ซึ่งได้รับการออกแบบให้มีขีดความสามารถในการรองรับปิโตรเลียมดิบได้สูงสุด 250 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งเมื่อผ่านกระบวนการผลิตแล้วจะได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งขายปริมาณสูงสุด 230 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

สายการผลิตบนแท่นผลิตกลาง NPCPP ประกอบด้วยระบบต่างๆ ที่สำคัญ ดังแสดงในรูปที่ 1-6 ทั้งนี้ในสายการผลิตหนึ่งสาย ประกอบด้วยระบบต่างๆ ที่สำคัญ ซึ่งสามารถสรุปได้ ดังนี้

(A) ระบบแยกปิโตรเลียม (separation system) ① และ ② ประกอบด้วยอุปกรณ์แยก 3 เฟส ที่ติดตั้งต่อเนื่องกันแบบอนุกรม ซึ่งมีหน้าที่แยกปิโตรเลียมดิบที่ได้จากแท่นหลุมผลิต ออกเป็น 3 ส่วน คือ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำจากกระบวนการผลิต โดยก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสทจะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตในลำดับต่อไป ในขณะที่น้ำจากกระบวนการผลิตจะถูกจัดการด้วยระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ⑨ โดยจะถูกอัดกลับลงหลุมอัดกลับ

- (B) ระบบลดปริมาณปรอท (mercury removal system) ③ ทำหน้าที่ลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติให้เหลือไม่เกิน 50 ส่วนในพันล้านส่วน ซึ่งระบบประกอบด้วยหน่วยของสารดูดซับปรอท (mercury absorber) ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนรูปไอปรอทในก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในรูปเมอร์คิวรีซัลไฟด์ ซึ่งมีสภาพเป็นของแข็งและจะสะสมตัวอยู่ในชั้นของสารดูดซับ ทั้งนี้สารดูดซับที่ใช้งานแล้วจะได้รับการกำจัดอย่างเหมาะสมต่อไป
- (C) ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติ (gas compression system) มีส่วนประกอบหลัก 2 ส่วน ได้แก่ 1) ระบบเพิ่มแรงดันสำหรับการผลิต (production compressor) ④ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่มีความชื้นสูง (wet gas) ที่ได้จากระบบแยกปิโตรเลียม ให้มีแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่กระบวนการผลิต และ 2) ระบบเพิ่มความดันสำหรับเส้นท่อ (pipeline compressor) ⑥ ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติที่ผ่านกระบวนการลดความชื้นลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ และลดปริมาณปรอทแล้ว ให้มีแรงดันเพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ
- (D) ระบบลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติ (dehydration unit) ⑤ ทำหน้าที่ลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติ โดยไตรเอทิลีนไกลคอล (Triethylene Glycol, TEG) เพื่อให้ก๊าซธรรมชาติมีความชื้นอยู่ในระดับที่เหมาะสมกับกระบวนการผลิต และเป็นไปตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
- (E) ระบบปรับสภาพเสถียรของคอนเดนเสท (condensate stabilization system) ⑦ ทำหน้าที่กลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนเบา (light hydrocarbon) ออกจากคอนเดนเสท เพื่อป้องกันการเกิดไอก๊าซจากไฮโดรคาร์บอนเบาในคอนเดนเสทขณะทำการส่ง ทั้งนี้คอนเดนเสทที่ผ่านการปรับสภาพเสถียรแล้วจะถูกส่งไปยังเรือกักเก็บและขนถ่ายปิโตรเลียมเอราวัณ (Erawan Floating Storage and Offloading) ที่อยู่ในแปลงสำรวจ G1/65 ของบริษัท PTTEP ED ส่วนไฮโดรคาร์บอนที่แยกออกจากคอนเดนเสทจะถูกส่งกลับไปยังกระบวนการผลิตผ่านทางระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (vapor recovery system)



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-6 แผนภาพแสดงระบบการผลิตที่แท่นผลิตกลาง NPCPP

ทั้งนี้ ส่วนประกอบในสายการผลิตบนแท่นผลิตกลาง NPCPP จะไม่มีระบบการลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ในปิโตรเลียมดิบที่ส่งมาผลิตที่แท่นผลิตกลาง NPCPP มีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ไม่เกินข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

นอกจากนี้ บนแท่นผลิตกลาง NPCPP มีระบบสาธารณูปโภคและระบบอำนวยความสะดวกอื่นๆ (utility system) ประกอบด้วย ระบบกำเนิดไฟฟ้า ระบบควบคุมและตรวจติดตามกระบวนการผลิต ระบบระบายน้ำ ระบบเติมสารเคมี ระบบก๊าซเชื้อเพลิง (fuel gas system) ระบบหมุนเวียนความร้อน ระบบอัดอากาศสำหรับเครื่องควบคุม ระบบจัดเก็บเชื้อเพลิง ระบบน้ำดื่มและระบบน้ำดับเพลิง

### 1.3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมของ โครงการฯ

บริษัท เซฟรอนฯ ได้กำหนดให้มีแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม เพื่อให้สามารถดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้อย่างสอดคล้องกับมาตรการฯ ที่ระบุในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยมีระยะเวลาในการดำเนินงาน และหน่วยงานผู้รับผิดชอบ ดังแสดงใน ตารางที่ 1-3

ตารางที่ 1-3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมของ โครงการฯ

แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม	หน่วยงานผู้รับผิดชอบ	ระยะการดำเนินงาน			
		การเจาะหลุมสำรวจ	การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อส่งใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง
แผนการจัดการเศษหินจากการเจาะ	ฝ่ายควบคุมการเจาะ	✓		✓	
แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต	วิศวกรปิโตรเลียมของโครงการฯ				✓
แผนการจัดการระบบระบายน้ำบนแท่นผลิตกลาง	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง				✓
แผนการจัดการของเสียทั่วไป และของเสียอันตราย	ฝ่ายสุขภาพ สิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย	✓	✓	✓	✓
แผนการจัดการเพื่อลดผลกระทบจากการระบายก๊าซจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง	✓	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง	✓	✓	✓	✓
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การพลุ่ง	ฝ่ายควบคุมการเจาะ	✓		✓	

รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2566

โครงการพัฒนาศักยภาพโรงไฟฟ้าและโรงกลั่นในทะเลอ่าวไทย หมายเลข B12/27



ตารางที่ 1-3 แผนการดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมของ โครงการฯ

แผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม	หน่วยงานผู้รับผิดชอบ	ระยะการดำเนินงาน			
		การเจาะหลุมสำรวจ	การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและระบบท่อส่งใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต	การผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลาง
แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินทางการแพทย์	หน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง	✓	✓	✓	✓
การติดตามตรวจสอบคุณภาพของเศษหินจากการเจาะ	ฝ่ายสุขภาพ สิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย	✓		✓	
การติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเล คุณภาพตะกอนพื้นทะเล สัตว์หน้าดิน แพลงก์ตอน และปริมาณโลหะที่สะสมในเนื้อเยื่อปลา	ฝ่ายสุขภาพ สิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย				✓

รายละเอียดของแผนการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมที่เสนอใน ตารางที่ 1-3 สรุปได้ดังหัวข้อต่อไปนี้

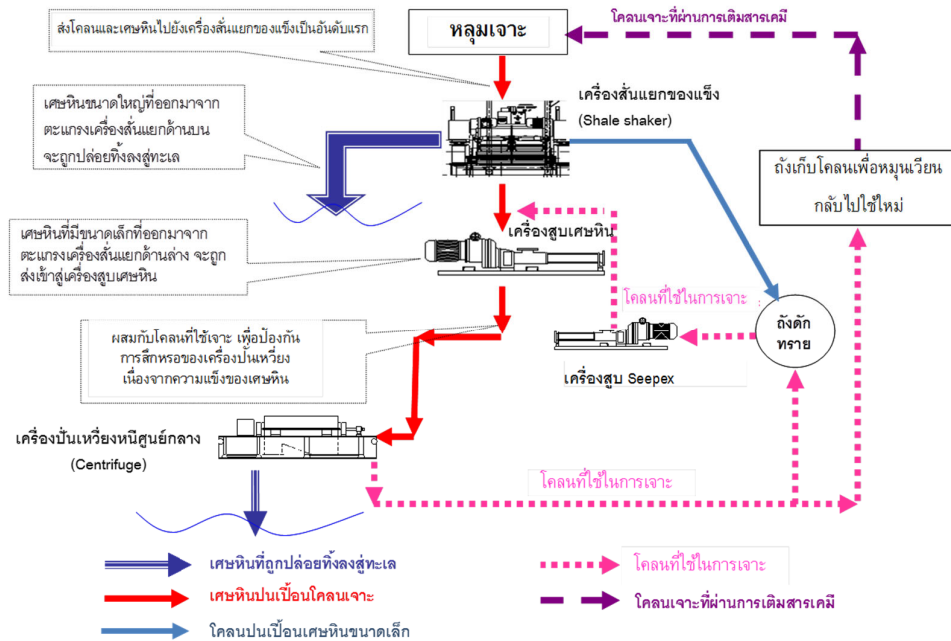
- การจัดการเศษหินจากการเจาะ (หัวข้อ 1.3.1)
- การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (หัวข้อ 1.3.2)
- การจัดการระบบระบายน้ำบนแท่นผลิตกลาง (หัวข้อ 1.3.3)
- การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ (หัวข้อ 1.3.4)
- การจัดการเพื่อลดผลกระทบจากการระบายก๊าซจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อ 1.3.5)
- การตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.6)

### 1.3.1 การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ

การจัดการโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะด้วยระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ มีวัตถุประสงค์หลัก คือ เพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินเพื่อหมุนเวียนโคลนเจาะกลับมาใช้ใหม่ให้ได้มากที่สุด และเพื่อลดปริมาณ โคลนที่จะติดไปกับเศษหินที่จะปล่อยลงสู่ทะเล โดยมีขั้นตอนดังแสดง รูปที่ 1-7 และสรุปได้ดังนี้

- โคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ถูกหมุนเวียนขึ้นมาจากหลุมเจาะ จะถูกส่งผ่านไปยังเครื่องสั่นแยกของแข็ง (Shale Shaker) บนแท่นเจาะ ซึ่งประกอบด้วยชุดตะแกรงหลายขนาด เริ่มจากตะแกรงหยาบเพื่อแยกอนุภาคขนาดใหญ่ออกก่อน แล้วจึงส่งไปที่ตะแกรงละเอียดเพื่อแยกอนุภาคขนาดเล็กออก โดยเศษหินขนาดใหญ่จากการเจาะซึ่งติดอยู่บนตะแกรงของเครื่องสั่นแยกของแข็งจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล (ดัง ➡ ใน รูปที่ 1-7)
- ภายหลังจากที่โคลนที่ใช้ในการเจาะผ่านเครื่องสั่นแยกของแข็งแล้ว จะยังคงมีเศษหินจากการเจาะขนาดเล็กรวมอยู่ด้วย ซึ่งโคลนและเศษหินที่ผ่านออกมาจากเครื่องสั่นแยกจะถูกลำเลียงไปจัดการในขั้นตอนต่อไป ดังนี้
- ส่วนที่เป็นเศษหินขนาดเล็กที่ปนเปื้อน โคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งเข้าเครื่องสูบเศษหินและส่งไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) เพื่อปั่นแยกส่วนที่เป็นของแข็งที่มีน้ำหนักมากกว่าออกจากโคลนเจาะซึ่งเป็นของเหลว โดยโคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud Pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป หรือส่งเข้าไปในถังดักทราย (Sand Trap) เพื่อหมุนเวียนไปเข้าเครื่องปั่นเหวี่ยงเพื่อแยกเศษหินขนาดเล็กซ้ำอีกครั้ง (ดัง ➡ ใน รูปที่ 1-7)
- ส่วนที่เป็นโคลนที่ยังมีเศษหินขนาดเล็กปนอยู่จะถูกลำเลียงต่อไปยังถังดักทราย (Sand Trap) ก่อนส่งต่อไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) โคลนที่แยกได้จะถูกส่งไปปรับสภาพในถังเก็บน้ำโคลน (Mud pit) ก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป (ดัง ➡ ใน รูปที่ 1-7)

- เศษหินขนาดเล็กที่แยกออกจากเครื่องปั้นเผือกขี้เถ้าสีน้ำตาล จะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางประมาณ 8 นิ้ว ที่ระดับความลึกมากกว่า 1 เมตร จากระดับน้ำลงต่ำสุด



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ, 2565

รูปที่ 1-7 แผนผังของระบบจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะบนแท่นเจาะ

อย่างไรก็ตาม จะยังคงมีโคลนชนิด SBM บางส่วนที่ติดไปกับเศษหินภายหลังจากผ่านระบบควบคุมของเชิง  
บนแท่นเจาะ และจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลพร้อมกับเศษหิน โดยบริษัท เชฟรอนฯ จะควบคุมปริมาณองค์ประกอบหลักของ  
โคลนชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหิน (Cutting Base Fluid Retention หรือ CBFR) ให้มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 10 โดย  
น้ำหนักของเศษหิน ดังรายละเอียด %CBFR ที่นำเสนอไว้ในตาราง 1-2 ทั้งนี้ การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ  
สำหรับแต่ละช่วงหลุมจะสามารถสรุปได้ดังแสดงใน ตารางที่ 1-4

ตารางที่ 1-4 การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสำหรับแต่ละช่วงหลุมผลิต

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

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

หมายเหตุ: WBM หมายถึง Water Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดมีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก

SBM หมายถึง Synthetic Based Mud หรือโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก

### 1.3.2 การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

ในหัวข้อนี้จะอธิบายถึงระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตทั้งที่แท่นผลิตกลาง PACPP และแท่นผลิตกลาง NPCPP ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

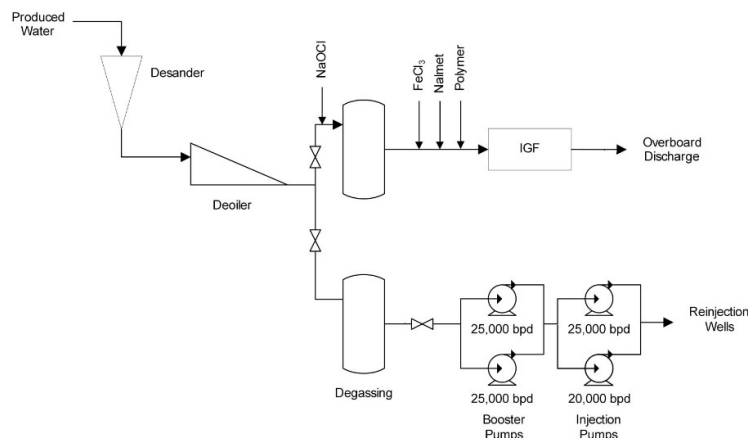
การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่แท่น PACPP และแท่น NPCPP มีรูปแบบเดียวกัน คือ น้ำจากกระบวนการผลิตจะถูกส่งเข้าสู่ระบบบำบัดเบื้องต้น 3 ขั้นตอน คือ

- 1) ระบบแยกทราย (Desander Unit) ทำหน้าที่แยกทรายหรืออนุภาคของแข็งขนาดเล็กที่เจือปนอยู่ในน้ำจากกระบวนการผลิต
- 2) ระบบแยกน้ำมัน (Hydrocyclone หรือ De-oiler Unit) ทำหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำด้วยอุปกรณ์หมุนเหวี่ยง
- 3) ระบบแยกก๊าซ (De-gaser Unit) ทำหน้าที่แยกก๊าซที่เหลืออยู่เพียงเล็กน้อยในน้ำจากกระบวนการผลิต

ในสภาวะการดำเนินงานปกติ น้ำจากกระบวนการผลิตที่ได้รับการบำบัดเบื้องต้นแล้วจะถูกส่งไปจัดการด้วยระบบการอัดน้ำจากกระบวนการผลิตกลับลงหลุม (injection system) ทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล ทั้งนี้ในกรณีเกิดสภาวะการทำงานไม่ปกติ ทั้งกรณีเกิดความผิดปกติในกระบวนการผลิต เช่น ช่วงเวลาที่ปีโตรเลียมดิบจากหลุมผลิตมีปริมาณน้ำมากกว่าระดับปกติจนเกินขีดความสามารถของระบบอัดกลับ และช่วงเวลาที่ระบบอัดกลับขัดข้อง รวมถึงในกรณีที่มีการปิดระบบอัดกลับเพื่อการซ่อมบำรุงตามแผนงาน ซึ่งเป็นสาเหตุให้ระบบอัดน้ำกลับไม่สามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตได้ จะทำการหยุดผลิตเพื่อไม่ให้มีน้ำจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้น และเพื่อมั่นใจว่าจะไม่มีการปล่อยน้ำลงสู่ทะเล

#### 1.3.2.1 ระบบอัดกลับน้ำของแท่นผลิตกลาง NPCPP

ระบบอัดกลับน้ำของแท่นผลิตกลาง NPCPP ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำเพิ่มแรงดัน ขนาด 25,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 2 ตัว และเครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำ ขนาด 20,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 2 ตัว โดยเป็นเครื่องสูบน้ำหลัก 1 ตัว และเครื่องสูบน้ำสำรอง 1 ตัว (ดังแสดงในรูปที่ 1-8) โดยการอัดกลับน้ำได้ดำเนินการที่แท่นหลุมผลิต NPWK และ NPWH ทั้งนี้ที่แท่น NPWB เคยเป็นแท่นอัดกลับน้ำแต่ปัจจุบันไม่ได้ใช้งาน (inactive)

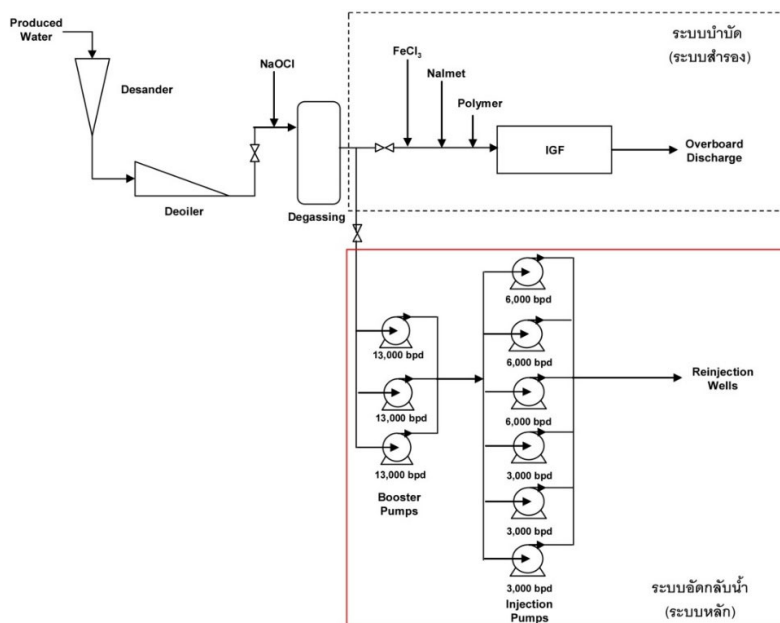


ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ, 2565

รูปที่ 1-8 องค์ประกอบที่สำคัญของระบบจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตกลาง NPCPP

### 1.3.2.2 ระบบการอัดน้ำกลับที่แท่นผลิตกลาง PACPP

ระบบการอัดน้ำกลับที่แท่นผลิตกลาง PACPP ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำเพิ่มแรงดัน (Booster Pump) ขนาด 13,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 3 ตัว เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำ (Injection Pump) ขนาด 6,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 3 ตัว และเครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำขนาด 3,000 บาร์เรลต่อวัน จำนวน 3 ตัว (เป็นเครื่องสำรอง 1 ตัว) โดยมีความสามารถของระบบสูบน้ำอัดกลับน้ำโดยรวมเท่ากับ 24,000 บาร์เรลต่อวัน (ดังแสดงใน รูปที่ 1-9) โดยการอัดกลับน้ำดำเนินการที่แท่นหลุมผลิต PAWE PAWO PAWH และ PAWF ทั้งนี้ แท่น PAWK เคยเป็นหลุมอัดกลับน้ำ แต่ปัจจุบันไม่ได้ใช้งานแล้ว (inactive)



ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ, 2565

รูปที่ 1-9 องค์ประกอบที่สำคัญของระบบจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตกลาง NPCPP

ภาพรวมการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลาง NPCPP และแท่นผลิตกลาง PACPP ตลอดปี พ.ศ. 2566 สรุปได้ดังนี้

### 1.3.2.3 ภาพรวมการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่แท่นผลิตกลาง NPCPP และแท่นผลิตกลาง PACPP

- น้ำจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้นที่แท่นผลิตกลาง NPCPP สำหรับปี 2566 รวมปริมาตรทั้งสิ้น 5,025,568 บาร์เรล โดยน้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมดได้รับการจัดการด้วยการอัดกลับลงหลุมสำหรับอัดกลับน้ำ ซึ่งอยู่ที่แท่นหลุมผลิต NPWK และ NPWH โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล
- น้ำจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้นที่แท่นผลิตกลาง PACPP สำหรับปี 2566 รวมปริมาตรทั้งสิ้น 4,249,590 บาร์เรล โดยน้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมดได้รับการจัดการด้วยการอัดกลับลงหลุมสำหรับอัดกลับน้ำ ซึ่งอยู่ที่แท่นหลุมผลิต PAWE PAWO และ PAWF โดยไม่มีการระบายน้ำจากกระบวนการผลิตลงสู่ทะเล

### 1.3.3 การจัดการระบบระบายน้ำบนแท่นผลิตกลาง

ระบบระบายน้ำบนแท่นผลิตกลาง PACPP และแท่นผลิตกลาง NPCPP แบ่งเป็น 2 ระบบ คือ ระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed Drain System) และระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open Drain System) โดยมีรายละเอียดของแต่ละระบบ ดังนี้

- ระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed Drain System) เป็นระบบการรวบรวมของเหลว ในกระบวนการผลิตที่จะต้องระบายออกจากหน่วยการผลิตต่างๆ ทั้งในช่วงการดำเนินงานปกติและในช่วงที่มีการซ่อมบำรุง รวมถึงน้ำจากการล้างทำความสะอาดหน่วยการผลิตต่างๆ และพื้นในบริเวณที่มีการหก รั่วไหล หรือปนเปื้อนน้ำมันหรือไฮโดรคาร์บอน โดยของเหลวที่ปนเปื้อนดังกล่าวจะถูกรวบรวมด้วยระบบท่อไปยัง Slop Tank เพื่อส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต เพื่อทำการแยกสถานะของปิโตรเลียมและน้ำ ซึ่งน้ำจะถูกส่งไปรวมกับน้ำจากกระบวนการผลิตแล้วถูกจัดการด้วยระบบอัดน้ำกลับทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล
- ระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open Drain System) ที่บริเวณแท่นผลิตกลาง (CPP) เป็นระบบรวบรวมน้ำฝนจากพื้นที่ต่าง ๆ รวมถึงน้ำจากการล้างพื้นในพื้นที่รองรับ สำหรับสารเคมีและน้ำมันที่วางอยู่ในพื้นที่รองรับส่วนนี้จะมีการจัดเก็บอยู่ในคันกันหรือมีถาดรองรับ (Secondary Containment) ในกรณีที่มีของเหลวรั่วไหลสิ่งที่ปนเปื้อน ที่แท่นผลิตกลางได้จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหก รั่วไหลของสารเคมีและน้ำมันไว้ในบริเวณใกล้เคียง เช่น วัสดุดูดซับสารที่หก รั่วไหล ภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อเก็บรวบรวมใส่ภาชนะและนำไปกำจัดอย่างเหมาะสมต่อไป สำหรับบริเวณพื้นที่ปนเปื้อนจะถูกเขี่ยคราบออกให้มากที่สุด แล้วจึงทำการล้างพื้นเพื่อให้มีปริมาณสารเคมีหรือน้ำมันที่ปนเปื้อนไปกับน้ำล้างพื้นให้น้อยที่สุด โดยน้ำในส่วนนี้จะถูกรวบรวมเข้า Open Drain Inventory Tank เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำอีกครั้งหนึ่ง ในส่วนของน้ำมันที่แยกออกมาจะถูกส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต และน้ำจะถูกระบายลงสู่ Open Drain Sump Caisson ซึ่งหาก

เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติกรณีที่มีน้ำมันปนเปื้อนเข้าไปสู่ Open Drain Sump Caisson อีก จะมีระบบอัตโนมัติที่ดักจับน้ำมัน โดยเมื่อระดับน้ำมันถึงระดับที่กำหนดไว้ ระบบจะสั่งให้เครื่องสูบน้ำทำงาน และดูดน้ำมันกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตโดยไม่มีการปล่อยน้ำมันทิ้งลงสู่ทะเลโดยตรง ดังนั้นมาตรการฯ ที่กำหนดไว้จึงมีความเหมาะสม เนื่องจากน้ำฝนจากพื้นที่ต่างๆ และน้ำที่ระบายจากการล้างพื้นบนแท่นผลิตกลาง ที่อาจปนเปื้อนน้ำมันจะถูกแยกน้ำมันออกจากรวมน้ำก่อนระบายลงสู่ทะเล โดยในส่วนของสารเคมีรวมถึงน้ำมันในกรณีหกรั่วไหลจะถูกเก็บรวบรวมไปกำจัดอย่างเหมาะสม และพื้นจะถูกทำความสะอาดให้มากที่สุดก่อนทำการล้างพื้นดังกล่าว

- ระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open Drain System) ที่บริเวณแท่นหลุมผลิต (WHP) ในพื้นที่ที่มีการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องจักร พื้นที่สำหรับจัดวางถังน้ำมันเชื้อเพลิง และสารเคมี จะได้รับการออกแบบให้มีคันกันพื้นที่ หรืออาคารรองรับ เพื่อรวบรวมน้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันหรือผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งอาจเกิดจากการหกรั่วไหล การล้างพื้น และล้างอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยน้ำที่ปนเปื้อนนี้จะถูกรวบรวมไปที่ถังที่เรียกว่า ถังกักเก็บ “Open Drain Tank” ซึ่งจะทำหน้าที่แยกน้ำมันออกจากน้ำโดยอาศัยหลักการแยกชั้นระหว่างน้ำกับน้ำมันตามธรรมชาติเนื่องจากความหนาแน่นที่แตกต่างกัน ก่อนที่จะระบายส่วนที่เป็นน้ำลงสู่ทะเล สำหรับน้ำมันที่รวบรวมได้จะส่งไปถึงเก็บรวบรวมเพื่อนำเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป ทั้งนี้ พื้นที่สำหรับจัดวางสารเคมีและน้ำมัน จะได้รับการออกแบบให้มีคันกันพื้นที่ หรืออาคารรองรับ กรณีที่มีการรั่วไหลจึงจำกัดอยู่ในคันกันหรืออาคารรองรับนั้น ทั้งนี้ ที่แท่นหลุมผลิต ได้จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหกรั่วไหลของสารเคมีไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมี เช่น วัสดุดูดซับสารเคมีที่หกรั่วไหล ภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อเก็บรวบรวมใส่ภาชนะและนำไปกำจัดอย่างเหมาะสมต่อไป สำหรับบริเวณพื้นที่เปื้อนจะถูกเช็ดคราบออกให้มากที่สุด แล้วจึงทำการล้างพื้นเพื่อให้มีปริมาณสารเคมีหรือน้ำมันที่จะปนเปื้อนไปกับน้ำล้างพื้นให้น้อยที่สุด เช่นเดียวกับที่แท่นผลิตกลาง

### 1.3.4 การจัดการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ

การจัดการของเสียที่เกิดจากกิจกรรมต่างๆ ของบริษัท เซฟรอนฯ จะดำเนินการตามนโยบายการจัดการของเสียที่เกิดจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และแผนการจัดการของเสียสำหรับการผลิตปิโตรเลียมของบริษัท เซฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) (ขร. อนุมัติตามหนังสือที่ พน 0308/ 72 ลงวันที่ 10 มกราคม 2562) รวมถึงตามแผนการจัดการของเสียฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 (ขร. อนุมัติตามหนังสือที่ พน 0308/2153 ลงวันที่ 10 สิงหาคม 2566) รายละเอียดการจัดการของเสียมีดังต่อไปนี้

#### 1.3.4.1 การคัดแยกประเภทของเสีย ณ แหล่งกำเนิด

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



### 1.3.4.2 การรวบรวมและการจัดเก็บของเสียเพื่อรอการขนส่ง

การจัดเตรียมภาชนะในการรองรับของเสียประเภทต่างๆ ให้เหมาะสมกับชนิด คุณสมบัติ และปริมาณที่คาดว่าจะเกิดขึ้น ซึ่งมีการคิดคลาตามข้อกำหนดของ National Fire Protection Association (NFPA) ที่ภาชนะตั้งแต่จุดกำเนิดของเสีย มีการติดสัญลักษณ์แสดงอันตรายและคำเตือน ภาชนะสำหรับบรรจุของเสียอันตรายต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด International Maritime Dangerous Goods (IMDG) Transportation of “Dangerous Goods” requirements และ IMDG Code of Transportation of Dangerous Goods by Sea

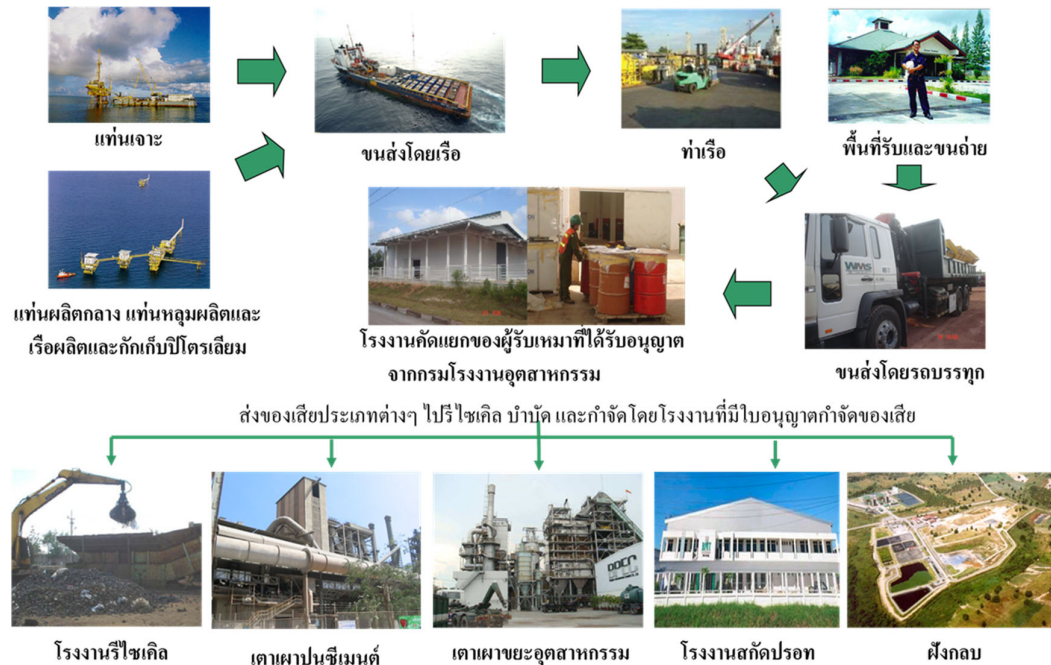
### 1.3.4.3 พื้นที่จัดเก็บของเสียเพื่อรอการขนส่งออกไปกำจัดนอกพื้นที่โครงการ

- บนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ของเสียประเภทต่างๆ จะถูกคัดแยกไว้ในภาชนะรองรับที่จัดเตรียมไว้ในตำแหน่งต่างๆ ใกล้กับแหล่งกำเนิดของเสีย และง่ายต่อการคัดแยกแล้วจึงรวบรวมมาจัดเก็บไว้ในถังหรือภาชนะที่กำหนดให้ใช้สำหรับขนถ่ายและขนส่งทางเรือตามประเภทของเสีย ซึ่งจัดวางไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม เพื่อรอให้เรือที่มีหน้าที่ขนส่งของเสียมาดำเนินการขนถ่ายเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง
- ที่ท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชันแนล ของเสียที่รวบรวมมาจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ซึ่งได้คัดแยก บรรจุหีบห่อและติดข้อมูลของเสียเรียบร้อยแล้ว จะนำมารวบรวมไว้ในลานเก็บกองวัสดุ ซึ่งเป็นที่โล่ง ห่างจากกิจกรรมอื่นๆ ทั้งนี้เจ้าหน้าที่ผู้ควบคุมดูแลของเสียจะประสานงานให้มีการขนส่งของเสียออกจากพื้นที่วันต่อวันไปยังปลายทางของการกำจัดที่เหมาะสม โดยไม่มีการเก็บรักษาของเสียไว้ในพื้นที่

### 1.3.4.4 การขนส่งและการกำจัดของเสีย

- การขนส่งของเสีย ต้องมีใบกำกับการขนส่งของเสียแนบไปในระหว่างการขนส่งเสมอทั้งการขนส่งทางเรือไปยังท่าเทียบเรือ และการขนส่งทางบกจากท่าเทียบเรือไปยังสถานที่คัดแยกและสถานที่กำจัดปลายทาง ตามลำดับ
- การกำจัดของเสีย ของเสียทุกชนิดได้รับการขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัท เชฟรอนฯ มายังท่าเทียบเรือของบริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชันแนล เพื่อรอให้บริษัทที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งไปกำจัดที่ปลายทางของการกำจัดตามประเภทของเสียต่อไป และเมื่อบริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียเรียบร้อยแล้ว จะจัดทำรายงานการขนส่งและกำจัดของเสียเพื่อส่งให้กับเจ้าหน้าที่ประจำฐานสนับสนุนบนฝั่ง เพื่อเป็นหลักฐานการดำเนินงานทุกครั้ง

ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการไปยังสถานที่กำจัดของเสีย แสดงในรูปที่ 1-8



ที่มา : บริษัท เซฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-9 ขั้นตอนการขนส่งของเสียจากพื้นที่ประกอบกิจการ ไปยังสถานที่กำจัดของเสีย

การเลือกวิธีการกำจัดของเสีย จะพิจารณาถึงความเป็นไปได้ในการนำของเสียนั้นมาใช้ประโยชน์ให้ได้มากที่สุดก่อน โดยมีหลักการพิจารณาตามลำดับ ดังนี้

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

รายการของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ โดยทั่วไปแสดงใน ตารางที่ 1-5

ตารางที่ 1-5 ของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ

ประเภทของเสีย	ชนิดของเสีย
ของเสียไม่อันตราย	<ul style="list-style-type: none"> <li>● บรรจุภัณฑ์ของเครื่องอุปโภคบริโภค และบรรจุภัณฑ์เพื่อการขนส่งที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ เช่น กล่องกระดาษ ขวดพลาสติก และกระป๋องอะลูมิเนียม เป็นต้น</li> <li>● ของเสียที่ไม่มีการปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี และไม่สามารถรีไซเคิลได้ เช่น ไม้กระดาน เศษผ้า เศษเชือก เศษกระดาษ ถังพลาสติก เศษลวด เศษเหล็ก สายไฟฟ้า ฉนวนป้องกัน และพาเลทไม้ เป็นต้น</li> </ul>

## ตารางที่ 1-5 ของเสียอันตรายและของเสีย ไม่อันตรายที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ

ประเภทของเสีย	ชนิดของเสีย
ของเสียอันตราย	<ul style="list-style-type: none"> <li>โคลนที่มีสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลัก ที่ปนเปื้อนสารอันตราย (Synthetic Base Mud Containing Dangerous Substances)</li> <li>น้ำมันใช้แล้ว (Used Oil) ชนิดต่างๆ ได้แก่ น้ำมันหล่อลื่น น้ำมันไฮดรอลิก จารบี และน้ำมันร้อน (Hot Oil) ที่ใช้ในการกระบวนการผลิต</li> <li>ปรอทจากระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซ และของเสียปนเปื้อนปรอท เช่น สารดูดซับหรือตัวเร่งปฏิกิริยาที่ใช้แล้ว (Spent Catalyst/Absorbent) และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่ปนเปื้อนปรอท และ Spent Hg Filter Cartridge</li> <li>กากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท ได้แก่ กากตะกอนที่เกิดจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อ และอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/Vessel Cleaning Sludge)</li> <li>ของเสียที่ปนเปื้อนสารเคมี น้ำมันหรือปิโตรเลียม เช่น อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน เศษผ้าหรือวัสดุดูดซับที่ใช้ทำความสะอาดคราบน้ำมัน</li> <li>ภาชนะเปล่าที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมี</li> <li>ไส้กรองใช้แล้วที่เป็น Air Filter</li> <li>สารเคมีใช้แล้วและ/หรือหมดอายุที่ไม่ได้ใช้งาน</li> <li>อุปกรณ์ไฟฟ้า ชิ้นส่วนอุปกรณ์ไฟฟ้า</li> <li>แบตเตอรี่ ที่ไม่ใช้งานแล้ว</li> <li>หลอดฟลูออเรสเซนต์ ที่ไม่ใช้งานแล้ว</li> <li>ของเสียจากการปรับปรุงโครงสร้าง เช่น เศษสี อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลใช้แล้วที่มีการปนเปื้อน</li> <li>น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากพื้นที่ต่างๆ บนแท่น และ Annulus Fluid</li> <li>น้ำมันที่แยกจากระบบแยกน้ำมัน (Oil Separator)</li> <li>ท่อกรุและท่อขนส่งที่ผ่านการใช้งานในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ชิ้นส่วนอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่ใช้แล้ว</li> <li>ของเสียจากห้องพยาบาล เช่น ของเสียดัดเชื้อ ขาและอุปกรณ์ที่หมดอายุ เป็นต้น</li> <li>ท่อยาง (Export Hose)</li> </ul>

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

แนวทางการจัดการของเสียที่เกิดขึ้นบนแท่นผลิตกลาง NPCPP และ PACPP ประกอบด้วย การคัดแยกของเสีย การจัดเก็บในภาชนะที่จัดเตรียมไว้การประยุกต์ใช้ระบบป้ายบ่งชี้ตามประเภทของเสีย และการขนส่งของเสียขึ้นฝั่งเพื่อนำไปกำจัด รวมถึงการจัดทำระบบเอกสาร ซึ่งประกอบด้วย รายการของเสีย (Waste Register) เอกสารการขนส่งของเสียทางเรือ (Waste Shipment Documentation) เอกสารกำกับ การขนส่งของเสีย (Waste Manifest) เพื่อติดตามการขนส่งและกำจัดของเสียในทุกระยะเพื่อให้มั่นใจได้ว่าของเสียทุกประเภทได้รับการจัดการอย่างถูกต้องวิธีตามที่กฎหมายระบุไว้

บริษัท เชฟรอนฯ ได้กำหนดให้มีผู้ควบคุมดูแลการจัดการของเสีย ประกอบด้วย ผู้ควบคุมดูแลบนแท่นผลิตกลาง ที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และที่สำนักงานใหญ่ของบริษัท เชฟรอนฯ เพื่อให้ครอบคลุมและมั่นใจว่ามีการจัดการของเสียที่เหมาะสมตั้งแต่แหล่งกำเนิดจนถึงแหล่งกำจัด นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดมอบหมายให้บริษัทผู้รับเหมาดำเนินการกำจัดของเสียจัดทำข้อมูลบัญชีแสดงปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นแยกตามพื้นที่ปฏิบัติงานซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดของเสีย และประเภทของเสียทุกครั้ง

ในส่วนของกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท หรือ Mercury Contaminated Sludge ที่เกิดจากการดำเนินงาน ประกอบด้วย กากตะกอนจากการทำความสะอาดหรือตรวจสอบท่อและอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต (Pigging/ Vessel

Cleaning Sludge) ทราซที่ปนมากับปิโตรเลียมซึ่งแยกได้จากกระบวนการผลิต (Produced Sand) จะถูกรวบรวมไว้ในถัง UN Drum ซึ่งภาชนะบรรจุของเสียอันตรายของโครงการฯ ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและข้อเสนอแนะสำหรับสารหรือของเสียแต่ละชนิดตามบัญชีรายชื่อวัตถุอันตรายของสหประชาชาติ รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนด IMDG Transportation of “Dangerous Goods” requirements และ IMDG Code for Transportation of Dangerous Goods by Sea ถึงเก็บกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บพักในบริเวณที่กำหนดไว้ สำหรับการจัดการกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอท บริษัทฯ จะปฏิบัติตามข้อกำหนดและขั้นตอนการดำเนินงานของบริษัทฯ เรียกว่า “The Removal and Handling of Mercury Contaminated Sludge” ซึ่งกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทจะถูกเก็บชั่วคราวบนแท่นผลิตกลางหรือแท่นหลุมผลิต ไม่เกิน 90 วัน ตามที่กฎหมายกำหนด ก่อนจะขนส่งโดยเรือสนับสนุนของบริษัทฯ มายังท่าเรือของบริษัท ปตท.สผ.อ. เพื่อให้ผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องเข้ามาดำเนินการจัดเก็บและขนส่งต่อไป

โดยปริมาณของกากตะกอนที่ปนเปื้อนปรอทรวมของแท่นผลิตกลางทั้งสองแห่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1-6

ตารางที่ 1-6 ปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นจากแท่นผลิตกลางไพลินและไพลินเหนือ ในปี พ.ศ. 2566

แหล่งผลิต	ปริมาณ (ตัน)			
	ของเสียไม่อันตราย	ของเสียอันตราย	ของเสียปนเปื้อนปรอท	ของเสียที่สามารถนำกลับมาหมุนเวียนใช้ได้
ไพลินเหนือ	128	144	74	303
ไพลิน	153	91	70	282

ที่มา: รายงานสรุปการจัดการของเสียรายปี ประจำปี 2566 ของบริษัท เชฟรอนฯ

### 1.3.5 การจัดการเพื่อลดผลกระทบจากการระบายก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียม

กระบวนการผลิตปิโตรเลียมบนแท่นผลิตกลางโดยทั่วไปจะต้องมีการระบายก๊าซซึ่งมีองค์ประกอบของปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนออกจากระบบ เพื่อความปลอดภัย และรักษาความดันของระบบการผลิต เช่น ระบบปรับสภาพเสถียรของคอนเดนเสท (Condensate Stabilization System) และระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติ (เฉพาะที่แหล่งไพลินใต้) ซึ่งบริษัท เชฟรอนฯ ได้ดำเนินการจัดการเพื่อลดผลกระทบจากการระบายก๊าซไฮโดรคาร์บอนออกสู่บรรยากาศโดยตรง ดังนี้

- รวบรวมไฮโดรคาร์บอนเบา (Light Hydrocarbon) ที่ถูกแยกออกจากคอนเดนเสทที่ระบบปรับสภาพเสถียรของคอนเดนเสท ไปยังระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (Vapor Recovery Unit, VRU) เพื่อเพิ่มความดันของก๊าซแล้วส่งกลับไปยังกระบวนการผลิต หรือไปยังกระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติต่อไป
- ระบายก๊าซไฮโดรคาร์บอนที่ไม่สามารถรวบรวมเข้าสู่ระบบหมุนเวียนไอก๊าซ (VRU) ได้ ออกสู่สิ่งแวดล้อมผ่านระบบเผาก๊าซส่วนเกิน (Flaring System) แทนการระบายออกสู่บรรยากาศโดยตรง (Venting) โดยระบบเผาก๊าซส่วนเกินที่ติดตั้งบนแท่นผลิตกลางทั้งสองแห่งได้รับการออกแบบให้มี

การเผาไหม้ก๊าซอย่างสมบูรณ์ และมีระบบการติดตามปริมาณก๊าซที่ส่งมายังระบบเผาก๊าซอย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแท่นหลุมผลิตในแหล่งไพลินเป็นก๊าซที่มีสัดส่วนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) สูง ดังนั้น กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซบนแท่นผลิต PACPP จึงจำเป็นต้องติดตั้งระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติ (Carbon Dioxide Removal and Venting Unit) เพื่อลดปริมาณก๊าซ CO<sub>2</sub> ให้ไม่เกินร้อยละ 22.5 (mole %) ตามข้อตกลงการซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแหล่งไพลินเหนือและไพลิน โดยก๊าซที่ระบายออกจาก Carbon Dioxide Removal and Venting Unit จะถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซส่วนเกิน ดังนั้น ปริมาณก๊าซที่ถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซส่วนเกินที่แท่นผลิตกลาง PACPP จึงมีปริมาณสูงกว่าที่แท่นผลิตกลาง NPCPP

### 1.3.6 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan)

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมความพร้อมสำหรับการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยจัดให้มีแผนหรือคู่มือสำหรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan หรือ ERP) เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับบุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสียชีวิต โดยระบุสถานที่ที่ควรไปเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมถึงสิ่งที่ต้องปฏิบัติ และเวลาที่ควรปฏิบัติ รวมทั้งกำหนดทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน โดยระบุถึงแผนผังองค์กรของทีม หน้าที่และความรับผิดชอบของสมาชิกในทีมและรายละเอียดต่างๆ เพื่อเป็นแนวทางในการบริหารจัดการของบริษัท เชฟรอนฯ ต่อไป หน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุการณ์ของบริษัท 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 เป็นเหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อทรัพย์สินและความปลอดภัยส่วนบุคคลเป็นอย่างมาก เช่น เกิดเหตุเพลิงไหม้รุนแรง (Major Fire) การหกรั่วไหลของน้ำมันหรือของเสียอันตราย ก๊าซรั่วหรือมีการบาดเจ็บจำนวนมาก และมีผู้เสียชีวิตเกิดขึ้นในเหตุการณ์นี้ อุปกรณ์ชำรุดเสียหายที่ส่งผลกระทบต่อกระบวนการดำเนินงาน โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับนี้ต้องมีทีมบริหารจัดการต่อเหตุการณ์ของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT) เข้ามาควบคุมสถานการณ์ และอาจมีทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Crisis Management Team, CMT) ของบริษัท เซฟรอนฯ ในประเทศไทย ประกอบกับการช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก และบริษัทแม่ที่ประเทศสหรัฐอเมริกาเข้ามาช่วยควบคุมสถานการณ์

สำหรับหน่วยงานที่รับผิดชอบในการรับมือกับเหตุฉุกเฉินของบริษัท เซฟรอนฯ ประกอบบุคลากรที่เกี่ยวข้อง ดังแสดงในตารางที่ 1-7

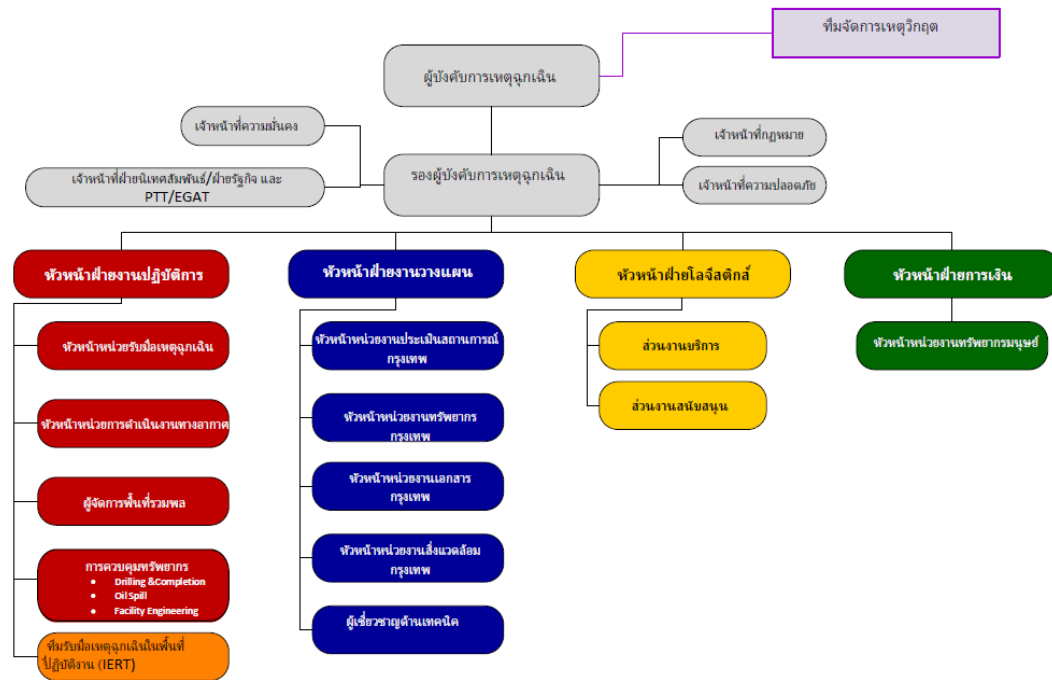
ตารางที่ 1-7 บุคลากรที่เกี่ยวข้องและบทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

ผู้รับผิดชอบ	บทบาทในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน
ผู้บังคับการเหตุฉุกเฉิน (Incident Commander หรือ IC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>— จัดให้มีการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน</li> <li>— ตัดสินใจและวางแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ร่วมกับผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการ (Director)</li> <li>— ประสานงานกับหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องกับหน่วยงานของรัฐบาล รายงานสถานการณ์เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นและบันทึกข้อมูลที่ได้รับเข้าและส่งออกของเหตุการณ์ฉุกเฉิน</li> </ul>
หัวหน้าฝ่ายปฏิบัติการ (Operations Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> <li>— กำหนดทิศทางเชิงกลยุทธ์ให้กับทีม ORT</li> <li>— รายงานสถานะของการดำเนินการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของ ทีม ORT รวมถึงความต้องการด้านทรัพยากรเพื่อระงับเหตุ ให้แก่ทีม AEMT รับทราบ</li> <li>— ให้คำแนะนำแผนกลยุทธ์กับ IC เพื่อเพิ่มศักยภาพในการรับมือกับเหตุการณ์</li> </ul>
หัวหน้าฝ่ายวางแผน (Planning Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> <li>— วางแผนยุทธวิธี/กลยุทธ์จัดการเหตุฉุกเฉินที่จะเกิดขึ้นในอนาคตและสามารถดำเนินการเจาะสำรวจได้ตามปกติ</li> <li>— ให้คำแนะนำแผนกลยุทธ์กับ IC เพื่อเพิ่มศักยภาพในการรับมือกับเหตุการณ์</li> <li>— ประกาศรายงานและบันทึกข้อมูลที่ได้รับเข้าและส่งออกของเหตุการณ์ฉุกเฉิน</li> </ul>
หัวหน้าฝ่ายโลจิสติกส์ (Logistic Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> <li>— ให้การสนับสนุนการขนส่งเพื่อการตอบสนองเหตุฉุกเฉินตามการวางแผนยุทธวิธี/กลยุทธ์ให้กับทีมวางแผนและปฏิบัติงาน พร้อมทั้งรายงาน การปฏิบัติต่อผู้บัญชาการ ณ จุดเกิดเหตุ (OC)</li> </ul>
หัวหน้าฝ่ายการเงิน (Finance Section Chief)	<ul style="list-style-type: none"> <li>— ให้การสนับสนุนด้านการเงินและการบริการในการดำเนินการตอบสนองเหตุฉุกเฉินเพื่อให้เป็นไปอย่างเรียบร้อย</li> </ul>

ที่มา: บริษัท เซฟรอนฯ (2566)

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

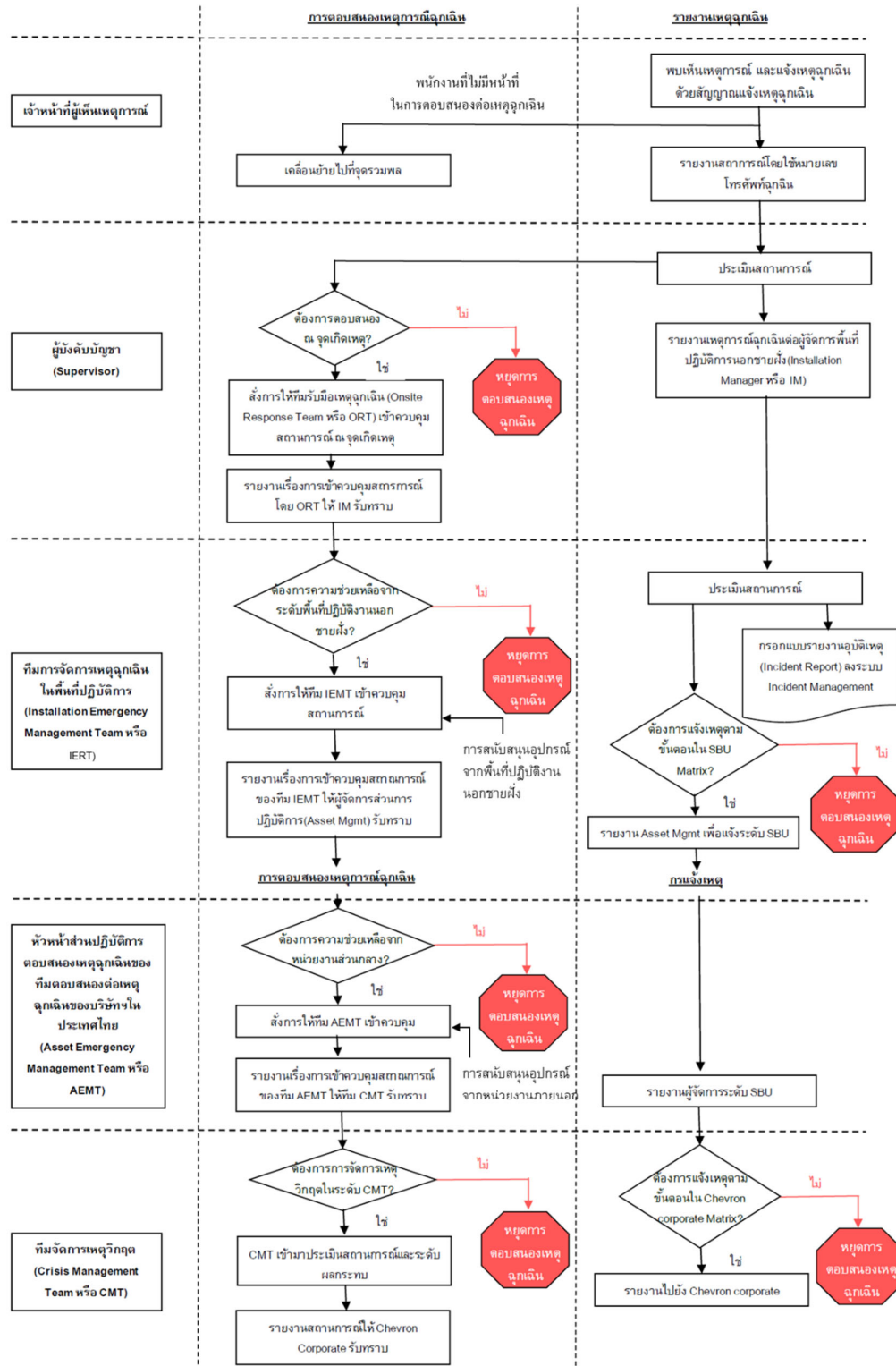
- เมื่อพนักงานพบเห็นเหตุการณ์ฉุกเฉินจะต้องมีการแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉินด้วยสัญญาณแจ้งเหตุ จากนั้น ห้องควบคุมส่วนกลางประกาศให้พนักงานที่ไม่มีส่วนเกี่ยวข้องกับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ ทั้งหมดอพยพไปยังจุดรวมพลที่กำหนดไว้ โดยทีม ORT เข้าตรวจสอบพื้นที่และเข้าระงับเหตุ เมื่อประเมินสถานการณ์แล้วว่าเหตุฉุกเฉินดังกล่าวสามารถระงับเหตุได้โดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่บริเวณ พื้นที่ปฏิบัติงาน จากนั้นทีม ORT รายงานเหตุการณ์ให้กับ On-Scene Commander (OC) รับทราบ
- หากประเมินสถานการณ์แล้วพบว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉิน ในระดับปานกลาง ทีม IERT จะเข้าควบคุม สถานการณ์ โดยทำงานร่วมกับทีม ORT ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และในระดับนี้อาจมีความ ช่วยเหลืออื่นๆ เช่น เรือดับเพลิงของบริษัท เรือสำหรับอพยพพนักงาน เป็นต้น เข้ามาสนับสนุนการ ดำเนินงาน ทั้งนี้การสนับสนุนจากฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัดสงขลา จะเป็นการสนับสนุนด้านการ ขนส่ง (Logistics) และการส่งวัสดุอุปกรณ์เข้ามาช่วยเหลือเป็นหลัก โดยทางทีมตอบสนองทั้ง IERT และ AEMT จะมีฝ่ายสนับสนุนด้านการขนส่งที่จะประสานงานกับฐานปฏิบัติการบนฝั่งที่จังหวัด สงขลาเพื่อขอความช่วยเหลือตามความเหมาะสม นอกจากนี้ โครงการฯ ยังมีเรือขนส่งพนักงาน (Crew Boats) ประจำอยู่ในพื้นที่โครงการฯ และมีเรือขนส่งอุปกรณ์ (Supply Boats) ที่ประจำอยู่ใน พื้นที่สัมปทานในอ่าวไทยของบริษัทฯ ซึ่งมีอุปกรณ์ที่สามารถสูบน้ำทะเลเพื่อฉีดน้ำดับเพลิงไปยังบน แท่นได้ สามารถสนับสนุนได้ตลอดเวลาในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน อย่างไรก็ตาม บนแท่นผลิต กลางและแท่นที่พักอาศัย มีระบบดับเพลิงที่พร้อมจะใช้ดับเพลิงบนแท่นได้อยู่แล้ว อาทิ ระบบน้ำ ดับเพลิง หัวฉีดน้ำดับเพลิง และถังดับเพลิง เป็นต้น
- ทีม AEMT จะเข้ามาควบคุมสถานการณ์ หากพบว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินที่ส่งผลกระทบรุนแรงสูง เช่น เหตุการณ์ที่ส่งกระทบให้ต้องหยุดการดำเนินงานเป็นเวลานาน หรือเป็นเหตุการณ์ที่ทรัพยากรใน การตอบสนองที่มีอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุไม่เพียงพอ หรือทำให้เกิดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และ สุขภาพในวงกว้างและเป็นเวลานาน เป็นต้น โดย AEMT จะสนับสนุนในการสั่งการ วางแผน และ จัดหาทรัพยากรต่าง ๆ เพิ่มเติมให้กับทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน และอาจพิจารณาขอความสนับสนุน จากทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของเชฟรอนที่บริษัทแม่ หรือหน่วยงานภายนอกได้



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

รูปที่ 1-11 แผนผังองค์กรของทีมตอบสนองกรณีฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ในประเทศไทย (AEMT)





ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

รูปที่ 1-12 ฟังการปฏิบัติงานของทีมตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินของบริษัท เชฟรอนฯ ประเทศไทย

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้กำหนดแผนการตอบสนองเฉพาะสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้ในระหว่างดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลดังนี้

- การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (หัวข้อ 1.3.6.1)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน (Oil Spill Response Plan หรือ OSRP) (หัวข้อ 1.3.6.2)
- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น (หัวข้อ 1.3.6.3)
- แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์การโคลนกันของเรือ (หัวข้อ 1.3.6.4)
- อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (หัวข้อ 1.3.6.5)

#### 1.3.6.1 การเตรียมความพร้อมและการดำเนินการสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินทางด้านการแพทย์ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

บริษัท เชฟรอนฯ ได้จัดเตรียมบุคลากรและอุปกรณ์ทางการแพทย์ ประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ได้แก่ นูรุษพยาบาล (Medics) ซึ่งมีประจำในแต่ละแท่นผลิตกลาง รวมถึงจัดให้มีอุปกรณ์ที่จำเป็นสำหรับการรักษาและปฐมพยาบาลในเรือ แท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต แท่นผลิตกลาง และพื้นที่ปฏิบัติงานต่างๆ โดยพนักงานแต่ละคนรวมถึงพนักงานของผู้รับเหมา จะได้รับการฝึกอบรมให้ความรู้ทางด้านการปฐมพยาบาลผู้ป่วยหรือ ผู้ได้รับอุบัติเหตุเบื้องต้น รวมถึงวิธีการติดต่อประสานงานและดำเนินการตามคำแนะนำของบุคลากรทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน

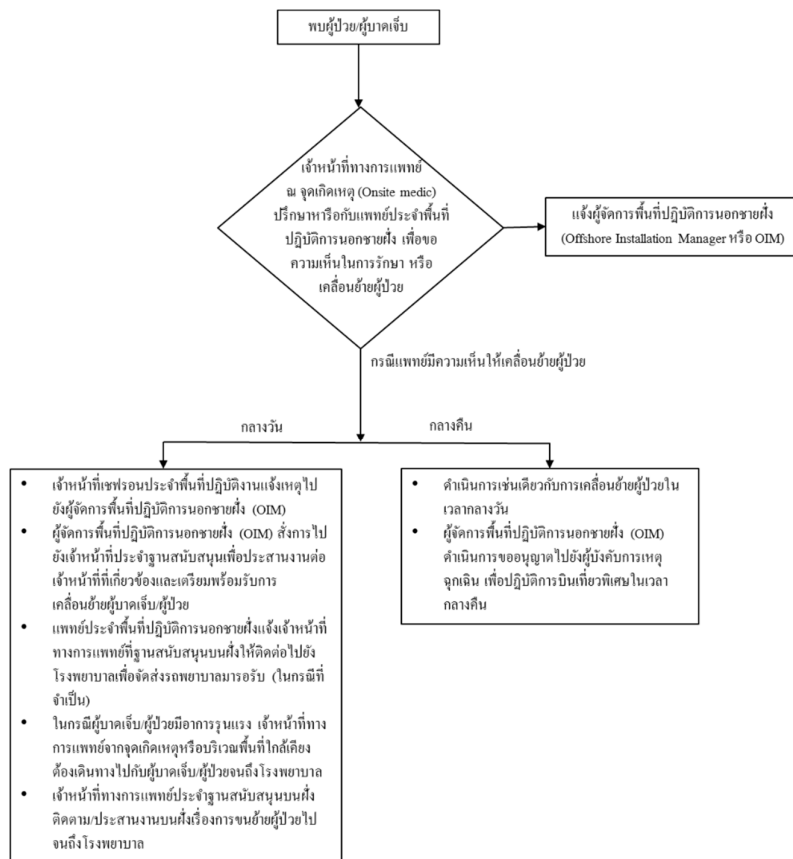
ในกรณีที่บุคลากรทางการแพทย์ไม่สามารถเข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุได้แพทย์ที่ประจำในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จะเป็นผู้ตัดสินใจว่าจะต้องทำการขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาการให้บริการแล้วบนฝั่งหรือไม่ โดยมีการกำหนดรหัสการขนย้ายผู้ป่วย ซึ่งเป็นรหัสที่เป็นที่เข้าใจระหว่างเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งและที่หน่วยงานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงโรงพยาบาลที่บริษัทฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการแล้วบนฝั่ง เพื่อให้มีการเตรียมการรับมือได้อย่างเหมาะสม โดยมีรหัสการขนย้ายดังนี้

- รหัส 1 – อาการไม่รุนแรง (Not critical) สามารถไปโรงพยาบาล ด้วยรถของบริษัท
- รหัส 2 – อาการไม่รุนแรง (Not critical but urgent medical care is required) แต่ต้องการความช่วยเหลือทางการแพทย์ในการขนย้าย
- รหัส 3 – อาการรุนแรงแต่ไม่ถึงชีวิต (Patient in serious conditions, but not life threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง
- รหัส 4 – อาการรุนแรงและอาจถึงชีวิต (Patient in serious conditions, possibly life threatening) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์เที่ยวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลโดยตรง

- รหัส 5 – ผู้ป่วยไม่มีสัญญาณชีพ (Patient with no vital signs) ให้จัดเฮลิคอปเตอร์ที่ขีวพิเศษเพื่อไปขนย้ายผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลหรือสถานที่ทางเจ้าหน้าที่ตำรวจ กำหนด

โรงพยาบาลที่บริษัท เชฟรอนฯ คัดเลือกและทำสัญญาให้บริการเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาดใหญ่ในจังหวัดสงขลา นครศรีธรรมราช และชลบุรี ที่มีระบบการให้บริการทางสาธารณสุขเพียงพอที่จะรองรับจำนวนพนักงานและเป็นไปตามข้อกำหนดของบริษัท เชฟรอนฯ รวมถึงต้องมีระบบรองรับการขนย้ายผู้ป่วยด้วยเฮลิคอปเตอร์

การเคลื่อนย้ายผู้ป่วยจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมาบนฝั่งจะดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในคู่มือ TSP-10 Offshore Medical Emergency Evacuation โดยจะแบ่งเป็นกรณีกลางวัน และกลางคืน ซึ่งในช่วงกลางคืนจะต้องมีการขออนุญาตดำเนินการบินที่ขีวบินพิเศษด้วย ผังแสดงขั้นตอนดังแสดงใน รูปที่ 1-13



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

รูปที่ 1-13 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 ได้พิจารณาถึงความสอดคล้องกับ

กฎหมายของประเทศไทย ได้กำหนดการป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ (พ.ศ.2545) มาตรฐานการตอบสนองต่อเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันระดับนานาชาติ และแนวทางตอบสนองต่อเหตุการณ์ของบริษัท เชฟรอนฯ แบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่แหล่งน้ำออกเป็น 3 ระดับ สำหรับการประสานความร่วมมือเพื่อปฏิบัติการขจัดคราบน้ำมัน ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 1-8

ตารางที่ 1-8 การแบ่งระดับความรุนแรงของกรณีการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล

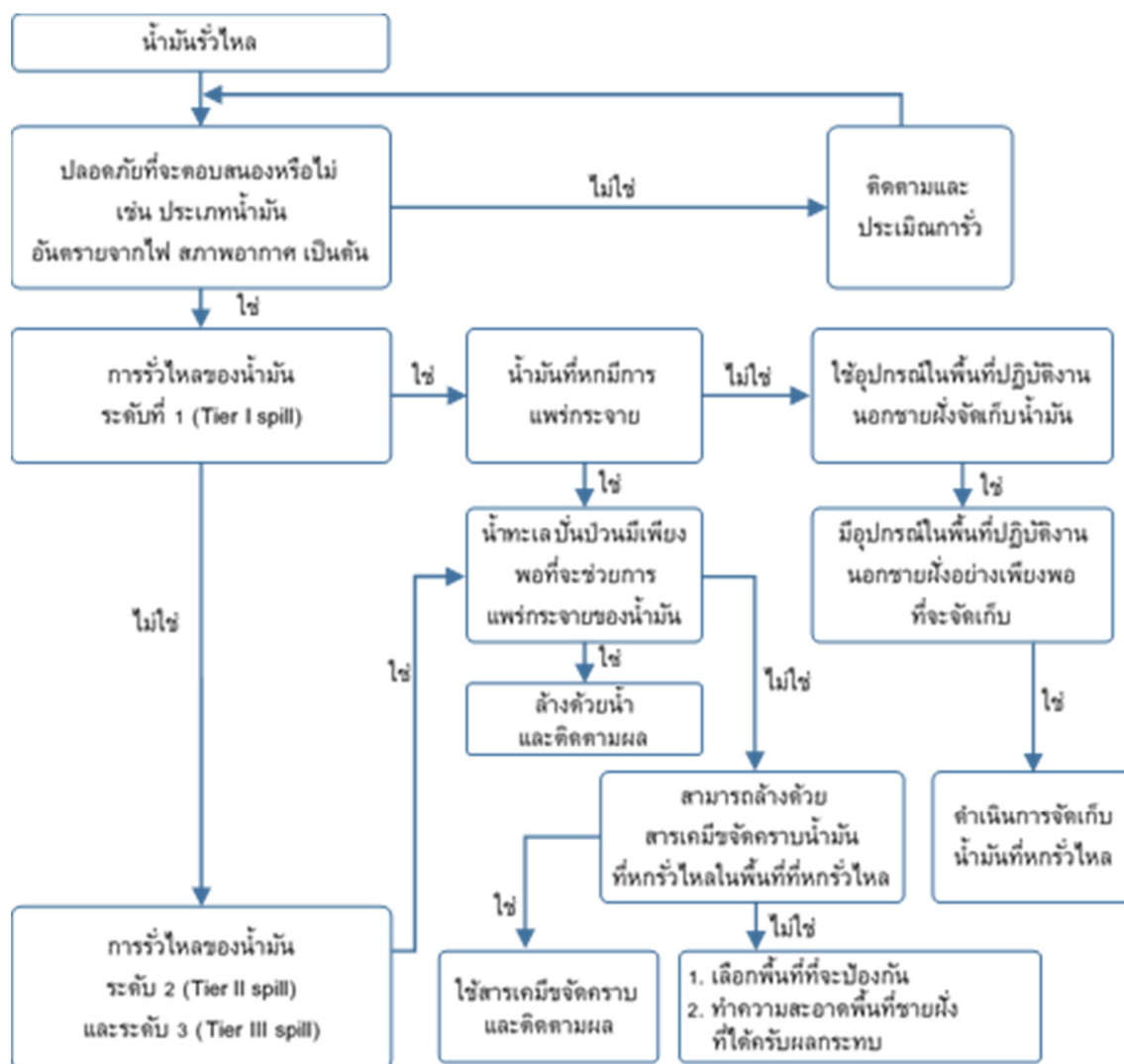
ระดับความรุนแรง ของเหตุการณ์	การแบ่งระดับการรั่วไหลของน้ำมัน
ระดับที่ 1 (Tier I)	<u>น้ำมันรั่วไหลขนาดเล็ก ไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล)</u> อาจเกิดจากกิจกรรมขนถ่ายน้ำมันบริเวณท่าเทียบเรือ เป็นต้น การดำเนินการขจัดคราบน้ำมันในระดับนี้ เป็นความรับผิดชอบของหน่วยงานที่ก่อให้เกิดการรั่วไหล และ/หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 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 (2566)

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 1-14



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2563)

รูปที่ 1-14 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมัน

ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์/บุคลากรในการตอบสนองเหตุรั่วไหลจากสถานที่ต่างๆ แสดงในตารางที่ 1-9

ตารางที่ 1-9 ระยะเวลาที่ใช้ในการเคลื่อนย้ายอุปกรณ์ตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของน้ำมันเข้าสู่พื้นที่โครงการฯ

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

ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2566)

### 1.3.6.3 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์การเกิดพายุไต้ฝุ่น

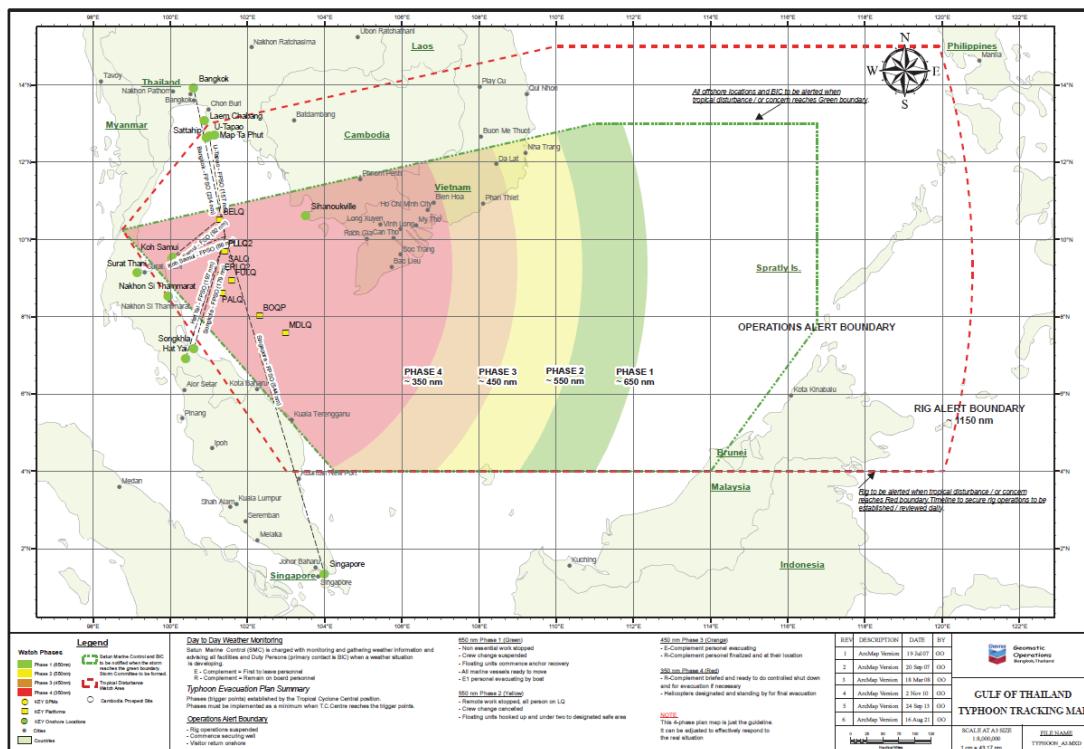
บริษัทฯ ได้จัดทำแนวทางการปฏิบัติในเหตุการณ์การเกิดพายุและไต้ฝุ่น สำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง โดยวิธีการปฏิบัติเหล่านี้เป็นไปตามหลักการที่ว่า การป้องกันที่ดีที่สุดเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น คือ “การอพยพออก” เมื่อพิจารณาฤดูกาลเกิดพายุไต้ฝุ่นในอ่าวไทย จะอยู่ประมาณเดือนสิงหาคมถึงมกราคม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

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

แผนการอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น (Typhoon Evacuation Plan) จึงได้ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่นขึ้น แผนดังกล่าวมีการระบุสถานะของสถานการณ์ตั้งแต่สีเขียวจนกระทั่งถึงสีแดง โดยจะขึ้นอยู่กับระยะห่างของพายุดีเปรสชัน/พายุไต้ฝุ่นที่

เกิดขึ้นกับบริเวณแผ่นดิน รูปที่ 1-15 ซึ่งเป็นสิ่งที่สำคัญเป็นอย่างยิ่งในการพิจารณาแนวปฏิบัติที่ปลอดภัยและการตอบสนองกับสถานการณ์ดังกล่าว สำหรับผู้ปฏิบัติงานทั้งของบริษัทฯ และของบริษัทคู่สัญญา และเป็นข้อมูลในการตัดสินใจในการสถานะ

นอกจากนี้ บริษัท เชฟรอนฯ ยังได้ติดตั้งอุปกรณ์พยากรณ์และตรวจติดตามพายุไต้ฝุ่นในช่วงฤดูมรสุม จัดให้มีตรวจสอบรายงานพยากรณ์อากาศและสภาพอากาศทุกวัน และจัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุการณ์สำหรับแต่ละพื้นที่กรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะทำให้การอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอทุกปี



ที่มา: บริษัท เชฟรอนฯ (2565)

### รูปที่ 1-15 แผนผังการตัดสินใจเพื่อตอบสนองเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น

การดำเนินการที่สำคัญเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่นหรือพายุโซนร้อน สามารถแบ่งได้ตามตำแหน่งศูนย์กลางของพายุไต้ฝุ่นตามระยะห่างจากพื้นที่ปฏิบัติงานในอ่าวไทย ดังนี้

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

- โซนที่ 1 บริเวณสี่เหลี่ยม (ระยะทางจากฝั่งมากกว่า 550 ไมล์ทะเล จนถึง 650 ไมล์ทะเล) เริ่มปฏิบัติตามแผนอพยพของแต่ละหน่วยปฏิบัติการนอกชายฝั่ง โดยหยุดการปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญ ขนส่งผู้ที่มาเยี่ยมชมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งกลับขึ้นฝั่ง พร้อมทั้งเตรียมการอพยพเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงานที่ไม่สำคัญบางส่วนขึ้นฝั่ง เลื่อนหรือชะลอการขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังแท่นเจาะ แท่นหลุมผลิต และแท่นผลิตกลาง ทำการขีดยาหนะลอยน้ำ 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 บริเวณสีแดง (ระยะทางจากฝั่งน้อยกว่าหรือเท่ากับ 350 ไมล์ทะเล) อพยพพนักงานเข้าสู่ฝั่งเกือบทั้งหมด ยกเว้นพนักงานที่สำคัญ ที่ยังประจำอยู่ในที่กำบังในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เอลิคอปเตอร์อยู่ในสภาพพร้อมทำการอพยพ บุคลากรกลุ่มสุดท้ายที่ยังไม่ได้อพยพชักซ้อมความเข้าใจในวิธีการหยุดการผลิต และเตรียมความพร้อมสำหรับการอพยพ ถ้าจำเป็น

นอกจากนี้ ในช่วงเดือนกันยายนถึงตุลาคมในแต่ละปี พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งยังได้จัดให้มีการเตรียมความพร้อมต่อเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น โดยการทบทวนแผน จัดเตรียมอุปกรณ์ที่จำเป็น และฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ไต้ฝุ่น ทั้งนี้เพื่อเตรียมความพร้อมให้กับพนักงานทุกคนที่ปฏิบัติงานในฐานะปฏิบัติการในกรณีเกิดเหตุการณ์ก่อนที่จะเข้าสู่ช่วงฤดูมรสุมของทุกปี

#### 1.3.6.4 แผนตอบสนองต่อการโดนกันของเรือ

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

- ผู้ทราบหรือพบเหตุการณ์แจ้งต่อกัปตันเรือ
- บันทึกรายละเอียดของเหตุการณ์ที่พบ
- กัปตันแจ้งไปยัง ศูนย์ควบคุมและประสานกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (CPP Control Room Operator)
- ประเมินสถานการณ์เบื้องต้น



- หากเกิดเหตุการณ์อื่นร่วมด้วย อาทิ เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม ให้ดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์นั้นๆ
- กัปตันแจ้งหน่วยงานควบคุมการเดินเรือของบริษัทฯ (Marine Control)
- กัปตันแจ้งผู้จัดการพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง (OIM) ที่เกี่ยวข้องเพื่อทราบและแจ้งไปยังพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งที่อยู่ใกล้เคียง
- ให้ยืนยันว่าการปฏิบัติงานต่างๆ บนเรือยังสามารถดำเนินการได้
- ใช้สัญญาณเตือนให้ผู้ปฏิบัติงานรวมถึงผู้ควบคุมพลที่กำหนด 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 และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ของโครงการฯ (ภาคผนวก 1) กำหนดให้โครงการฯ จัดทำและเสนอรายงานต่างๆ ดังแสดงใน ตารางที่ 1-10

ตารางที่ 1-10 กำหนดการนำเสนอรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและ  
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ชนิดของรายงาน	กำหนดส่งรายงาน (พร้อมแผ่นบันทึกข้อมูล)	สำนักงานนโยบายและ แผนทรัพยากรธรรมชาติและ สิ่งแวดล้อม (สผ.)	กรมเชื้อเพลิง ธรรมชาติ (ชธ.)
1. รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการ ป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ปีละ 1 ครั้ง	1 ฉบับ	1 ฉบับ
2. รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบ ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ทุกๆ 3 ปี	ผนวกไว้ในเล่มเดียวกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติ ตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ สิ่งแวดล้อม	

ดังนั้น บริษัท เซฟรอนฯ จึงได้จัดทำรายงานฉบับนี้ขึ้น เพื่อเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและ  
แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี พ.ศ. 2566 โดยจะจัดส่ง  
รายงานให้กับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

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

### 1.5 การนำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในรายงานฉบับนี้

ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ในแต่ละส่วนจะมีการนำเสนอในรูปแบบดังต่อไปนี้

- ผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม – ผลการตรวจประเมินได้ถูก  
จัดทำขึ้นในรูปแบบตารางสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อระบุถึงรายละเอียดการปฏิบัติตาม  
มาตรการฯ ประสิทธิภาพของการดำเนินการ และหลักฐานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ตลอดจน  
ปัญหา อุปสรรค และแนวทางการแก้ไขในกรณีที่ไม่สามารถปฏิบัติตามมาตรการฯ ได้ โดยแสดงไว้ใน  
บทที่ 2 ของรายงานฉบับนี้
- ผลการปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม – ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ  
ได้ถูกจัดทำขึ้นในรูปแบบของตารางสรุปความสอดคล้องของการปฏิบัติงานตามมาตรการติดตาม  
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และความสอดคล้องกับเกณฑ์มาตรฐานที่กฎหมายกำหนด  
รวมทั้งมีการนำเสนอรายละเอียดการตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในแต่ละประเด็น โดยแสดงไว้ใน  
บทที่ 3 และ บทที่ 4 ของรายงานฉบับนี้