

บทที่ 1

บทนำ

บทที่ 1

บทนำ

แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (กอล์ฟ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเตด ซึ่งเป็นผู้ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และเป็นผู้ดำเนินการในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 (แปลง G6/48) ตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 4/2550/80 หรือเรียกว่า แหล่งรสสุคนธ์ ได้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับการดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตลอดช่วงอายุของสัญญาในพื้นที่แปลง G6/48 ซึ่งจัดทำโดยบริษัท สะสมความดี จำกัด และได้รับความเห็นชอบจากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.2/8968 ลงวันที่ 24 พฤษภาคม พ.ศ. 2566 (ภาคผนวก 1-1) ต่อมาในเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ได้ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ครั้งที่ 1 ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ซึ่งจัดทำโดย เตตรา เทคโนโลยี และได้รับการอนุมัติจาก ชธ. ตามหนังสือเลขที่ พน 0308/3068 ลงวันที่ 2 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 (ภาคผนวก 1-2)

ทั้งนี้ แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (กอล์ฟ ออฟ ไทยแลนด์) ลิมิเตด ซึ่งเป็นผู้ได้รับความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ได้มอบหมายให้นอร์ธเทิร์น กอล์ฟ ปิโตรเลียม ฟิฟตี้ แอลทีดี ซึ่งเป็นผู้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียม เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 อย่างไรก็ตามในปัจจุบันนอร์ธเทิร์น กอล์ฟ ปิโตรเลียม ฟิฟตี้ แอลทีดี เป็นผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 4/2550/80 แต่เพียงผู้เดียว (ภาคผนวก 1-3)

ในระหว่างเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 นอร์ธเทิร์น กอล์ฟ ปิโตรเลียม ฟิฟตี้ แอลทีดี ได้มีการดำเนินกิจกรรมตามแผนงานของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ซึ่งประกอบด้วย การติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม การเจาะหลุมปิโตรเลียมและการเตรียมหลุมผลิต และการผลิตปิโตรเลียม จึงได้จัดทำมีการตรวจประเมินการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) โดยมอบหมายให้ เตตรา เทคโนโลยี ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม เป็นผู้จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแล ภายในระยะเวลาที่กำหนดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ดังกล่าว เพื่อรวบรวมเสนอต่อ สผ. ต่อไป

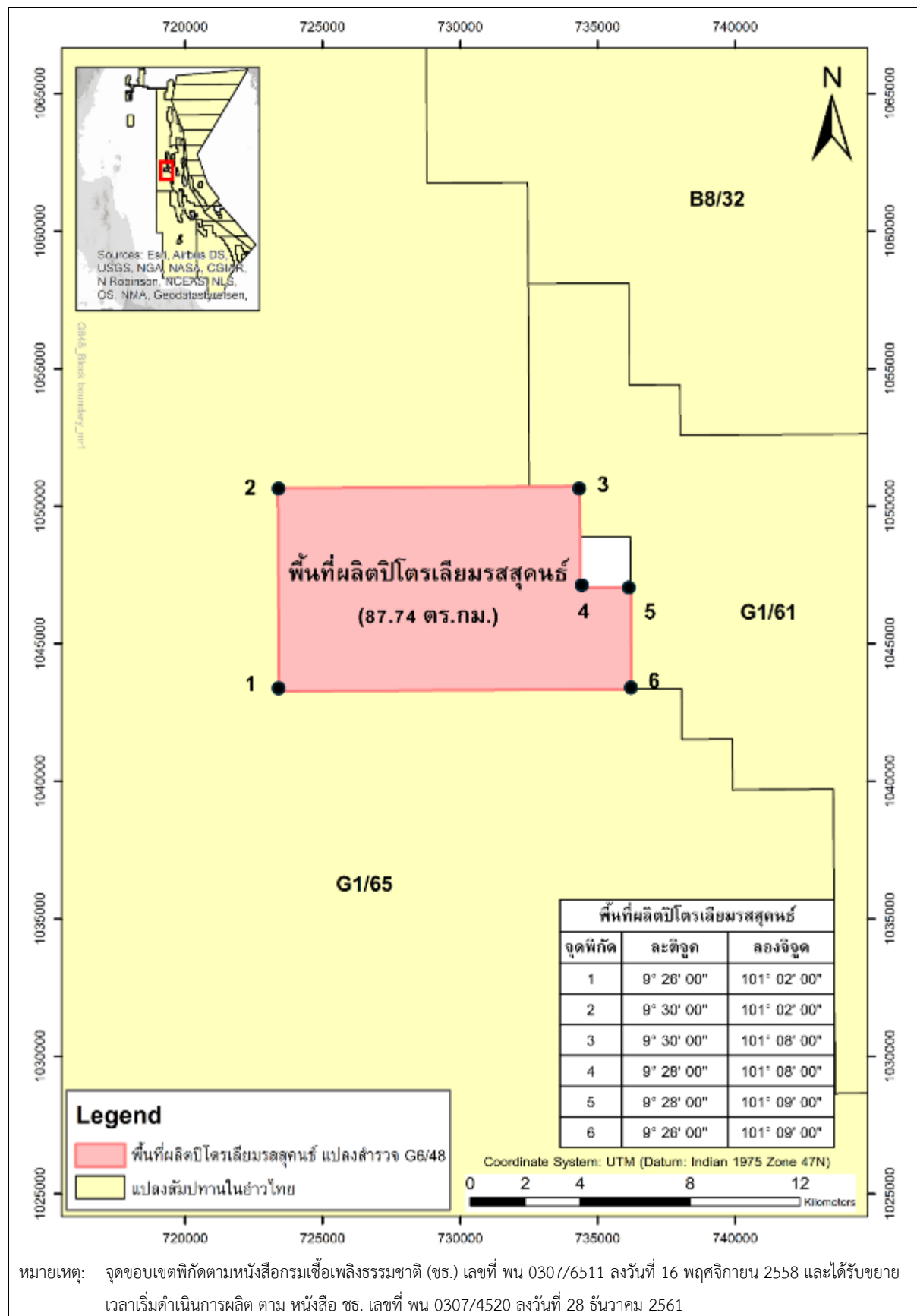
1.1 วัตถุประสงค์ในการจัดทำรายงาน

รายงานฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นเพื่อนำเสนอรายละเอียด ความก้าวหน้า และผลการดำเนินการตามมาตรการฯ ของโครงการฯ ที่ได้เสนอไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ระหว่างเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2567

ทั้งนี้รายละเอียดกิจกรรมและความก้าวหน้าโดยสังเขปของโครงการฯ นำเสนอใน**บทที่ 1** ส่วนรายละเอียดของผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมนำเสนอใน**บทที่ 2** และผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้นำเสนอใน**บทที่ 3**

1.2 ที่ตั้งโครงการฯ

โครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 มีพื้นที่ 87.74 ตารางกิโลเมตร ซึ่งทั้งหมดถูกกำหนดเป็น “พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์” ตามหนังสือ ชธ. ที่ พน 0307/6511 ลงวันที่ 16 พฤศจิกายน 2558 แปลง G6/48 ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลบริเวณอ่าวไทยตอนกลาง โดยมีระยะห่างจากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด คือ อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช เป็นระยะทางประมาณ 128.5 กิโลเมตร และมีระยะห่างจากเกาะที่อยู่ใกล้ที่สุด คือ เกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี เป็นระยะทางประมาณ 104 กิโลเมตร ขอบเขตของพื้นที่ผลิตรสสุคนธ์ แปลงสำรวจ G6/48 ดังแสดงใน **รูปที่ 1-1**



รูปที่ 1-1 ที่ตั้งพื้นที่แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48

1.3 ความเป็นมาและองค์ประกอบของโครงการฯ

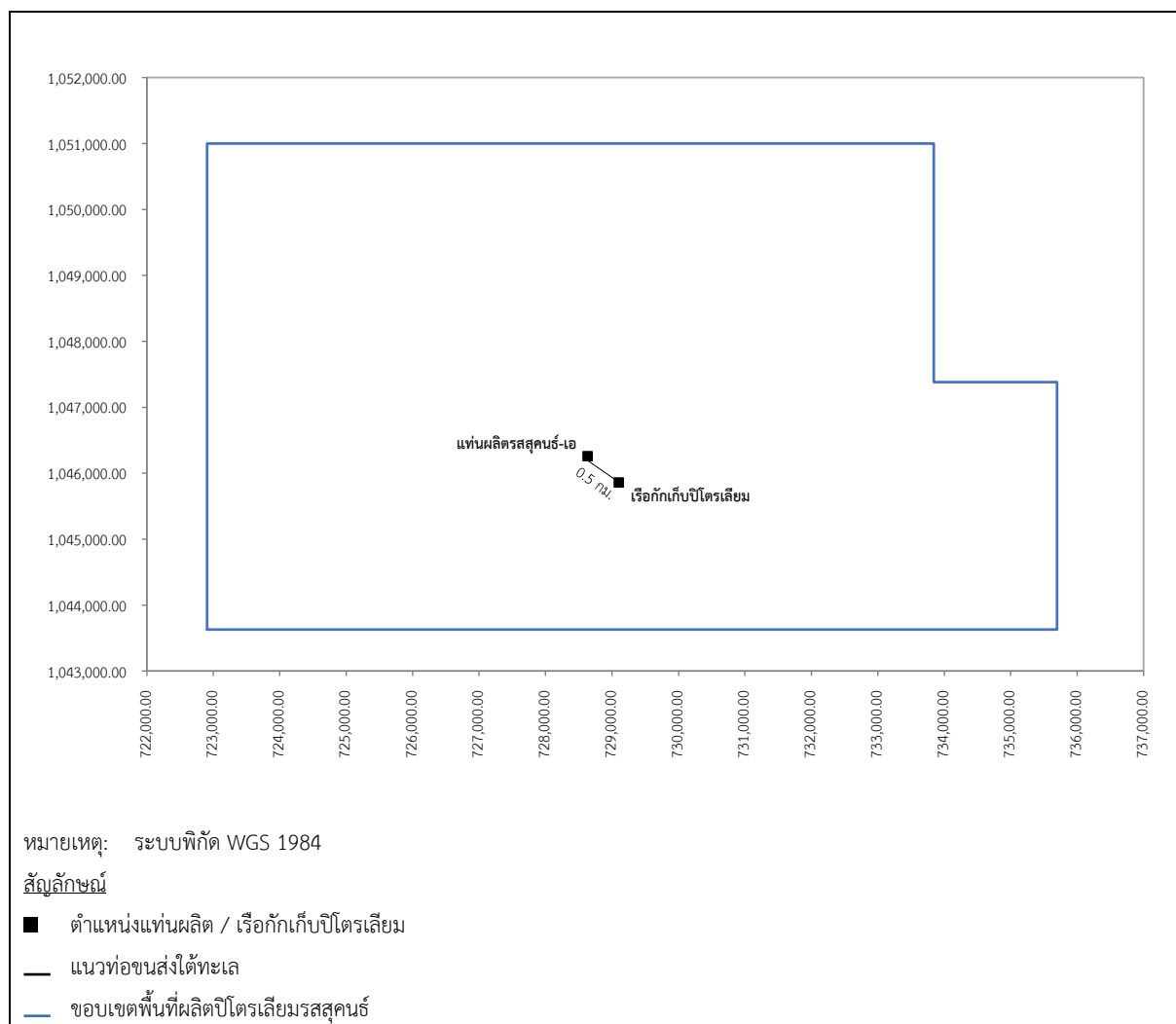
วันที่ 8 มกราคม พ.ศ. 2550 รัฐบาลได้ให้สัมปทานปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 4/2550/80 ให้แก่บริษัท ออกซิเดนทิล เอ็กซ์พลอเรชั่น จำกัด ซึ่งต่อมาได้มีการโอนสิทธิ์การสำรวจตามสัญญาสัมปทาน หรือเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการถือหุ้นหลายครั้ง และในปัจจุบันนอร์ธเทิร์น กัลฟ์ ปิโตรเลียม ฟิฟตีอี แอลทีดี เป็นผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมแต่เพียงผู้เดียว

ในช่วงเริ่มต้นแปลงสำรวจ G6/48 มีพื้นที่เริ่มต้นที่ 2,271.65 ตารางกิโลเมตร ซึ่งต่อมาได้มีการคืนพื้นที่ และขอกำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม จาก ชช. ตามข้อกำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่มีการแก้ไขเพิ่มเติม ตามช่วงเวลาที่เหมาะสมเป็นข้อผูกพันของสัมปทาน โดยในปัจจุบันมีพื้นที่ 87.74 ตารางกิโลเมตร ซึ่งทั้งหมดถูกกำหนดเป็น “พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์” ตามหนังสือ ชช. ที่ พน 0307/6511 ลงวันที่ 16 พฤศจิกายน 2558

1.3.1 องค์ประกอบหลักของโครงการฯ ณ ปัจจุบัน

องค์ประกอบที่สำคัญของโครงการฯ (รูปที่ 1-2) ประกอบด้วย

- **แท่นผลิตปิโตรเลียมแบบเคลื่อนย้ายตำแหน่งได้ (Mobile Offshore Production Unit, MOPU)**
จำนวน 1 แท่น ซึ่งใช้งานร่วมกับ Wellhead Deck และมีจำนวนหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด 18 หลุม คือ แท่นผลิตรสสุคนธ์-เอ
- **เรือกักเก็บปิโตรเลียม** ขนาด 700,000 บาร์เรล จำนวน 1 ลำ ซึ่งผูกยึดด้วยระบบยึดโยงแบบแผ่ (Spread Mooring) ประกอบด้วย สมอจำนวน 8 ตัว
- **ท่อขนส่งใต้ทะเล ชนิดยืดหยุ่นได้ (Flexible Pipe)** ตามมาตรฐาน API หรือ DNV ขนาด 6 นิ้ว จำนวน 2 เส้น ความยาวรวมประมาณ 1.4 กม. ได้แก่
 - ท่อขนส่งปิโตรเลียมจำนวน 1 เส้น และขนส่งน้ำจากกระบวนการผลิตจำนวน 1 เส้น ระหว่างแท่นผลิตรสสุคนธ์-เอ และเรือกักเก็บปิโตรเลียม ความยาวเส้นละประมาณ 0.5 กิโลเมตร



รูปที่ 1-2 องค์ประกอบหลักของโครงการฯ ณ ปัจจุบัน

1.4 กิจกรรมของโครงการฯ

กิจกรรมของโครงการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48 ที่ดำเนินการในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 ตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม สรุปได้ดังตารางที่ 1-1 และรายละเอียดของกิจกรรมโดยสังเขปดังแสดงในหัวข้อ 1.5

ตารางที่ 1-1 กิจกรรมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่ดำเนินการในช่วงเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ถึง ธันวาคม พ.ศ. 2567

ระยะของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ	รายละเอียดกิจกรรม
ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none"> การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลและแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดิน และการเตรียมพื้นที่ การขนส่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมจากชายฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ การติดตั้งแท่นผลิตปิโตรเลียมแบบเคลื่อนย้ายตำแหน่งได้ (MOPU) การติดตั้งเรือกักเก็บปิโตรเลียมและระบบยึดโยง การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลเชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิตและเรือกักเก็บปิโตรเลียม
ระยะการเจาะหลุมปิโตรเลียมและการเตรียมหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none"> การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม การจัดการเศษหินจากการเจาะ
ระยะการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none"> การผลิตปิโตรเลียม การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

1.5 รายละเอียดของกิจกรรมโดยสังเขป

สำหรับกิจกรรมโดยสังเขปของโครงการฯ ในหัวข้อถัดไปในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ได้แสดงภาพรวมกิจกรรมหลักของโครงการฯ โดยอ้างอิงจากข้อมูลที่น่าสนใจในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมร่วมกับข้อมูลการปฏิบัติงานจริง ณ ปัจจุบัน โดยรายละเอียดของกิจกรรมมีดังต่อไปนี้

1.5.1 การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลและแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดิน และการเตรียมพื้นที่

การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลและแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดินโครงการฯ ดำเนินการตรวจสอบพื้นที่ท้องทะเลบริเวณที่จะมีการติดตั้งแท่นผลิต และการเจาะ โดยการตรวจสอบประกอบด้วย การตรวจสอบพื้นทะเลโดยใช้ Side scan sonar และการตรวจสอบก๊าซระดับใกล้ผิวดิน (Shallow gas survey) ซึ่งดำเนินการในเวลาเดียวกัน รวมถึงการเตรียมพื้นที่ก่อนเริ่มดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ

การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล

การตรวจสอบสภาพพื้นทะเลดำเนินการโดยใช้ Side scan sonar ด้วยการปล่อยคลื่นเสียงความถี่สูง (100-500 กิโลเฮิร์ตซ์) จากแหล่งกำเนิดเพื่อตรวจสอบวัตถุบนพื้นท้องทะเลและสภาพใต้พื้นทะเลจากการสะท้อนของคลื่นเสียงที่ระดับความลึกประมาณ 25 เมตร จากระดับพื้นทะเล โดยใช้เรือลากจูง (ความยาวไม่เกิน 2 เมตร) ไปได้ผิวน้ำอย่างช้าๆ โดยเส้นทางการเดินเรือสำรวจแต่ละเส้นจะห่างกันประมาณ 50 เมตร ในพื้นที่ขนาดกว้างและยาว 1 กิโลเมตร โดยมีศูนย์กลางอยู่บริเวณจุดที่จะติดตั้งแท่นผลิตรสสุคนธ์-เอ และตามแนวท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งดำเนินการตรวจสอบธรณีสัณฐานและธรณีเทคนิค เพื่อรวบรวมข้อมูลลักษณะสภาพพื้นที่ท้องทะเลและภูมิประเทศใต้ทะเล ตลอดจนตรวจสอบหาวัตถุกีดขวางหรือเศษหินภายในระยะ 200 เมตร รอบแท่นผลิต

การสำรวจแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดิน (Shallow seismic reflectivity-survey/shallow gas survey)

การตรวจสอบแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดินดำเนินการก่อนการติดตั้งแท่นผลิต เพื่อตรวจสอบแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดินที่อาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของโครงสร้างและความปลอดภัยของบุคลากร โดยเฉพาะพื้นที่รอบจุดติดตั้งแท่นผลิต โดยใช้เครื่องกำเนิดคลื่นเสียงแบบ Sparker และ Boomer ร่วมกับระบบตรวจวัดความลึกของน้ำ (Echo-Sounder system) โดยเฉพาะแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดินที่อยู่ภายในรัศมี 500 เมตร จากตำแหน่งติดตั้งที่คาดการณ์ไว้ และแหล่งก๊าซระดับใกล้ผิวดินในรัศมี 150 เมตร ซึ่งจัดว่ามีความอันตรายสูงต่อการดำเนินการเจาะ

การเตรียมพื้นที่

โครงการฯ ใช้เรือสนับสนุน 1 ลำ เข้ามาดำเนินการสำรวจก่อนเคลื่อนย้ายแท่นผลิตเข้ามาติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีสิ่งกีดขวาง เช่น ช้าง เครื่องมือประมงประจำที่ เป็นต้น ทั้งนี้ ในกรณีที่สิ่งกีดขวางดังกล่าวเป็นเครื่องมือประมง จะต้องเคลื่อนย้ายออกจากตำแหน่งดังกล่าว (โดยโครงการฯ มีแนวทางการชดเชยกรณีที่มีการรื้อถอนซึ่งที่เกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ) อย่างไรก็ตาม ในระหว่างเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ถึง เดือนธันวาคม พ.ศ. 2567 โครงการฯ ไม่ได้ก่อให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องมือประมงแต่อย่างใด

1.5.2 การขนส่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมจากชายฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ

การขนส่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่นำมาติดตั้งในพื้นที่โครงการฯ ดำเนินการโดยเรือสนับสนุนหรือเรือลากจูง จากนั้นขนส่งมายังพื้นที่วางสมอจอดเรือ (Anchorage area) นอกชายฝั่งจังหวัดสงขลา เพื่อผ่านพิธีการศุลกากร การตรวจคนเข้าเมือง และการตรวจกักกันพืชและสัตว์ (Custom, Immigration, and Quarantine หรือ CIQ) จากนั้นจึงลากจูงไปยังตำแหน่งติดตั้ง โดยโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่นำมาติดตั้ง ได้แก่ แท่นผลิตปิโตรเลียมแบบเคลื่อนย้ายตำแหน่งได้ (MOPU) และเรือกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับการนำเข้าองค์ประกอบ หรือวัสดุอุปกรณ์ โครงการฯ มีหนังสือแจ้งไปยังกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติอนุญาตตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 รวมถึงขอความอนุเคราะห์ให้มีหนังสือถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สำนักงานตรวจคนเข้าเมือง กรมศุลกากร ทพเรือภาคที่ 1 กองทัพเรือ ศูนย์อำนวยการรักษาผลประโยชน์ของชาติทางทะเล กรมเจ้าท่า กรมอุทกศาสตร์ และพลังงานจังหวัดสงขลา

1.5.3 การติดตั้งแท่นผลิตปิโตรเลียมแบบเคลื่อนย้ายตำแหน่งได้ (MOPU)

แท่นผลิตปิโตรเลียมแบบเคลื่อนย้ายตำแหน่งได้ (MOPU) ที่โครงการฯ นำมาใช้มีชื่อว่า Aurora Producer 1 (AP-1) ได้รับการตรวจสอบทางวิศวกรรมและระบบความปลอดภัยขณะที่แท่นอยู่บนท่าเรือบนฝั่ง ตามมาตรฐานของรัฐเจ้าของธงและประเภทของเรือ (Flags and Class) รวมถึงระบบความปลอดภัยในการผลิต โดย ABS ในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งแท่นผลิตถูกนำมาใช้งานร่วมกับ Wellhead Deck

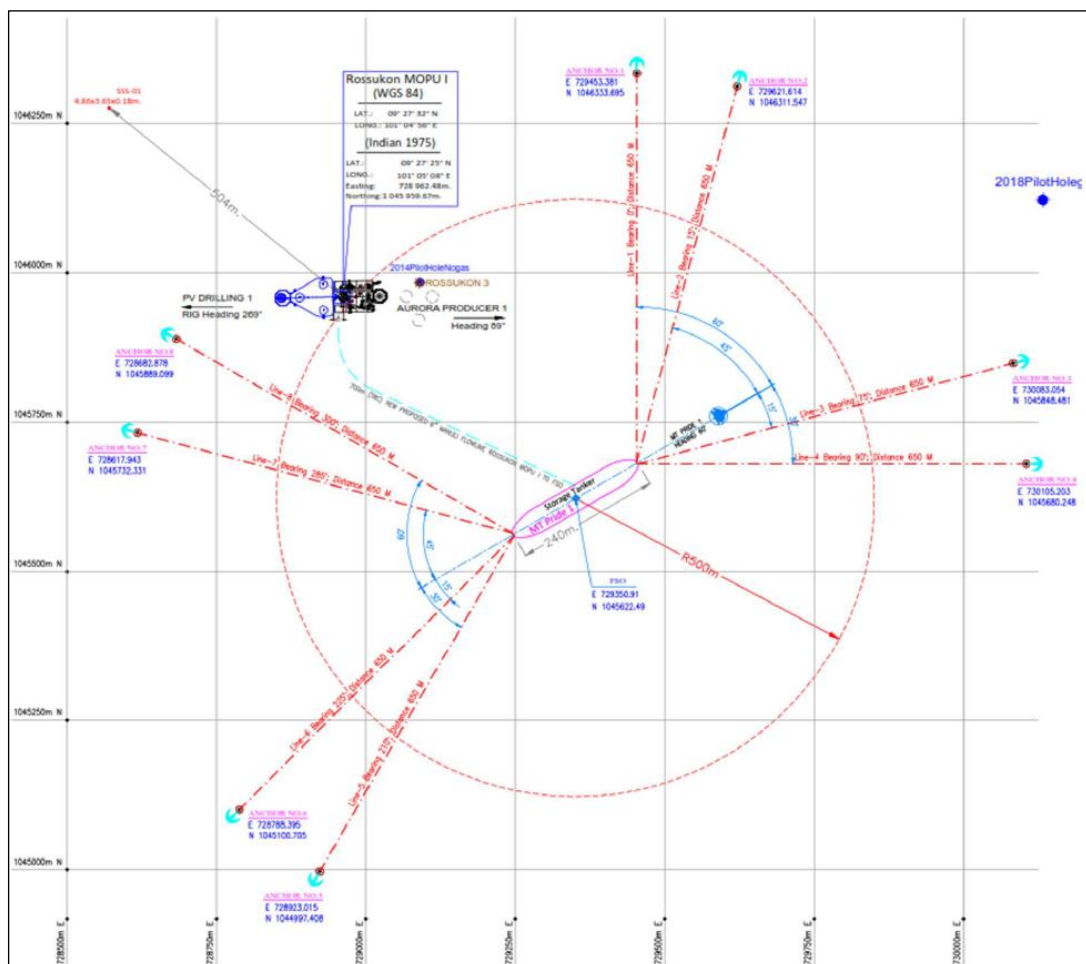
การติดตั้งแท่นผลิตแบบ MOPU ที่ตำแหน่งรสุนด์-เอ ดำเนินงานพร้อมเรือลากจูง จำนวน 3 ลำ และในขณะปฏิบัติงานมีการกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต โดยทำการหยั่งโครงสร้างส่วนขาของแท่นผลิตลงไปถึงระดับพื้นท้องทะเล และยกระดับแท่นผลิตให้ขึ้นพ้นจากผิวน้ำที่ระดับความสูงจากผิวน้ำประมาณ

16 เมตร (วัดจากระดับน้ำทะเลปานกลางถึงพื้นด้านล่างของตัวแท่นผลิต) ในตำแหน่งที่กำหนดไว้ จากนั้นจึงตรวจสอบความพร้อมของโครงสร้าง และอุปกรณ์ต่างๆ ก่อนเริ่มปฏิบัติงานต่อไป

1.5.4 การติดตั้งทุ่นผูกเรือและการผูกยึดเรือกักเก็บปิโตรเลียม

เรือกักเก็บปิโตรเลียมของโครงการฯ มีชื่อว่า Pride 1 ติดตั้งโดยวางตัวตามทิศทางของกระแสหลัก และออกแบบให้ใช้ระบบยึดโยงเรือกักเก็บปิโตรเลียมแบบแผ่ (Spread Mooring) ตามมาตรฐาน API RP 2SK (Recommended Practice for Design and Analysis of Station Keeping Systems for Floating Structures) ซึ่งเป็นการผูกยึดเรือไว้กับสมอจำนวน 8 ด้าน (รูปที่ 1-3) ซึ่งระบบยึดโยงเรือแบบนี้ออกแบบให้สามารถทนต่อความสูงของคลื่นที่มีนัยสำคัญ (Significant Wave Height) -3.5 เมตร จากทิศตะวันออก

การติดตั้งเรือกักเก็บปิโตรเลียม เริ่มจากการติดตั้งระบบยึดโยง ก่อนที่จะนำเรือกักเก็บปิโตรเลียมเข้ามายังพื้นที่โครงการฯ ซึ่งระบบยึดโยงนี้จะทำให้เรือกักเก็บปิโตรเลียมยังคงอยู่ในตำแหน่งที่สามารถรับน้ำมันดิบจากท่อส่งใต้ทะเลได้พอดี และทำให้การถ่ายน้ำมันดิบไปยังเรือกักเก็บปิโตรเลียมสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง



ที่มา: รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียด (ครั้งที่ 1) โครงการผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48, 2566

รูปที่ 1-3 รูปแบบระบบยึดโยงเรือกักเก็บปิโตรเลียมแบบแผ่ (Spread Mooring) ของเรือกักเก็บปิโตรเลียม

1.5.5 การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลแบบยืดหยุ่นได้

โครงการฯ ใช้ท่อขนส่งใต้ทะเลชนิดยืดหยุ่นได้ (Flexible Pipe) ตามมาตรฐาน API หรือ DNV ขนาด 6 นิ้ว ซึ่งท่อขนส่งใต้ทะเลแบบยืดหยุ่นได้ที่นำมาติดตั้งในพื้นที่โครงการฯ ได้รับการทดสอบหารอยรั่ว ตรวจสอบความสมบูรณ์ของท่อจากโรงงานผลิตก่อนม้วนเข้ากับแกนม้วน (Reel) จากนั้นถูกขนส่งมายังพื้นที่ติดตั้งในพื้นที่โครงการฯ โดยใช้เรือที่มีระบบ Dynamic Positioning โดยท่อขนส่งใต้ทะเลที่ได้ติดตั้งตามแผนการดำเนินงาน คือ แนวท่อที่เชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิตรสุนด์-เอ และเรือกักเก็บปิโตรเลียม ความยาวรวมประมาณ 1.4 กิโลเมตร ประกอบด้วยท่อ 2 เส้น คือ 1) ท่อขนส่งน้ำมันดิบจากแท่นผลิตรสุนด์-เอ ไปกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม และ 2) ท่อขนส่งน้ำที่แยกชั้นออกจากน้ำมันดิบในระหว่างการกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม (Decant water) ไปเข้าสู่ระบบอัดกลับน้ำที่แท่นผลิตรสุนด์ เอ

การวางท่อขนส่งใต้ทะเลแบบยืดหยุ่นได้ เริ่มต้นจากตำแหน่งแท่นผลิตรสุนด์ เอ ไปจนถึงตำแหน่งติดตั้งเรือกักเก็บปิโตรเลียม โดยติดตั้งทุ่นลอย (Buoyancy modules) ไว้ที่ปลายท่อ เพื่อรอการต่อเชื่อมเข้ากับปลายท่อทั้ง 2 ด้าน โดยบริเวณปลายท่อด้านที่ต่อเข้ากับระบบท่ออื่นของแท่นผลิต ซึ่งกำหนดให้อยู่สูงกว่าระดับผิวน้ำทะเลมากกว่าความสูงของคลื่นสูงสุดในคาบ 100 ปี และเมื่อดำเนินการเชื่อมต่อแล้วเสร็จ โครงการฯ ใช้หุ่นยนต์ควบคุมระยะไกล (Remote Operated Vehicle หรือ ROV) ตรวจสอบสภาพท่อขนส่งใต้ทะเล และยืนยันความเรียบร้อยของการติดตั้ง จากนั้นจึงทดสอบการรั่วไหล (Leak test) บริเวณข้อต่อที่ปลายทั้ง 2 ด้าน โดยใช้น้ำทะเลในการทดสอบ และเมื่อเสร็จสิ้นขั้นตอนการทดสอบ น้ำที่ใช้ทดสอบจะถูกรวบรวมไปกักเก็บที่ถัง Slop tank บนเรือกักเก็บปิโตรเลียม จากนั้นเมื่อระบบอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตรสุนด์-เอ พร้อมใช้งานจึงจะส่งน้ำจากการทดสอบท่อผ่านระบบท่อขนส่งไปอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำต่อไป

1.5.6 การเจาะหลุมผลิต

การเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ ดำเนินการโดยใช้แท่นเจาะชนิดหยั่งตักพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack up rig) โดยแท่นเจาะที่โครงการฯ ใช้มีชื่อว่า PV Drilling 1 ของบริษัท PetroVietnam Drilling and Well Services Corporation ดำเนินการโดยหยั่งขาของแท่นเจาะลงไปถึงระดับพื้นท้องทะเลและยกระดับแท่นเจาะให้พ้นจากผิวน้ำ หลังจากที่ได้ปรับการรับน้ำหนักของขาหยั่ง และยืนยันแล้วว่าขาหยั่งได้ยึดกับพื้นทะเลอย่างมั่นคง แท่นเจาะจะยกตัวขึ้นไปในระดับที่สูงจากผิวน้ำประมาณ 35-40 เมตร โดยวัดจากระดับน้ำทะเลปานกลางถึงพื้นด้านล่างของตัวแท่นเจาะ จากนั้นเคลื่อนย้ายส่วนของพื้นที่ปฏิบัติการเจาะ (Drill floor) ไปยังหลุมเจาะบนแท่นผลิตแบบ MOPU

การเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่แท่นผลิตรสุนด์-เอ ประกอบด้วยหลุม 2 ประเภท ตามวัตถุประสงค์ของการใช้งาน ดังนี้

- หลุมผลิตปิโตรเลียม (Producer well) ใช้สำหรับนำปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บมาเข้าสู่กระบวนการผลิตบนแท่นผลิต แบบ 3 ช่วง จำนวน 8 หลุม
- หลุมทิ้งน้ำ (Water Disposal Well) ใช้สำหรับทิ้งน้ำจากกระบวนการผลิต และน้ำที่เกิดจากการแยกชั้นจากน้ำมันดิบในระหว่างการกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม จำนวน 1 หลุม

หลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ได้รับการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐานการออกแบบของหลุมเจาะโดยอ้างอิงจากคู่มือการเจาะ (Drilling manual) สำหรับการออกแบบหลุมผลิตตามการปฏิบัติงานจริง ณ ปัจจุบันเป็นหลุมแบบแคบ (Slim Hole) โดยขนาดของหลุมเจาะ ขนาดของท่อกรุ และระดับความลึกของหลุมผลิตของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 ขนาดของหลุมเจาะ ขนาดของท่อกรุ และระดับความลึกของหลุมผลิต

ช่วงของการเจาะ	เส้นผ่านศูนย์กลางหลุมเจาะ (นิ้ว)	เส้นผ่านศูนย์กลางท่อกรุภายนอก (นิ้ว)	ความลึกในแนวตั้ง (True Vertical Depth, TVD) (ฟุต)	ความลึกตามแนวหลุม (Measured Depth, MD) (ฟุต)	ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ
ช่วงที่ 1	12 ¼	9 ½	1,200	1,200	น้ำทะเล/WBM
ช่วงที่ 2	8 ½	7	6,000	3,000-4,000	SBM
ช่วงที่ 3	6 ⅝	2 ⅞	9,100	5,000-9,000	SBM

ที่มา: นอร์ธเทิร์น กอล์ฟ ปิโตรเลียม พีทีอี แอลทีดี, 2567

โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ เลือกใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (Drilling Mud) ตามความเหมาะสมของคุณสมบัติของของเหลวและความลึกของหลุมในแต่ละช่วง ซึ่งพิจารณาเลือกใช้ของเหลวช่วยเจาะที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเป็นลำดับแรก โดยปัจจุบันของเหลวช่วยเจาะที่ใช้ในโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ประกอบด้วย ของเหลว 3 ประเภท ดังนี้

- น้ำทะเลตามธรรมชาติ เป็นของเหลวที่เหมาะสมสำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 1 เนื่องจากเป็นช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินต่ำ
- โคลนเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud หรือ WBM) เป็นการใช้น้ำทะเลธรรมชาติที่มีสารเติมแต่ง (Additives) ผสม สำหรับการทำความสะอาดหลุมและนำเศษหินขึ้นมาจากหลุมในระหว่างการเจาะหลุมช่วงที่ 1 ซึ่งต้องมีความหนืดที่เหมาะสม และมีน้ำหนักเพียงพอสำหรับการทิ้งไว้ภายในหลุม เพื่อป้องกันหลุมพังทลาย
- โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud หรือ SBM) เป็นของเหลวที่มีสารสังเคราะห์ ผสมกับสารเติมแต่งชนิดต่างๆ ซึ่งเหมาะกับการเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูง รวมถึงสามารถช่วยรักษาเสถียรภาพของชั้นหิน เพื่อป้องกันการบวมของชั้นดินเหนียว โดยหลุมทุกแบบของโครงการฯ จะใช้โคลนเจาะชนิด SBM สำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ถัดลงไปจากหลุมช่วงที่ 1

การเจาะหลุมช่วงที่ 1 ซึ่งจะมีความลึกลงไปจากระดับพื้นท้องทะเลประมาณ 366 เมตร เป็นการเจาะในระบบเปิดเนื่องจากยังไม่ได้ติดตั้งท่อกรุ ดังนั้น เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจึงจะไหลออกสู่พื้นทะเลบริเวณปากหลุมสำหรับการเจาะในช่วงถัดไป เศษหินจะถูกนำกลับขึ้นมาแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกด้วยระบบแยกของแข็งที่อยู่บนแท่นเจาะ (Drilling fluid circulation system) และหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะกลับไปใช้ใหม่ ส่วนเศษหินที่แยกออกมาได้และมีโคลนที่ใช้ในการเจาะติดไปกับเศษหินจากการเจาะที่มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนัก จะปล่อยลงสู่ทะเลผ่านท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ในระดับต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร ขึ้นไป

1.5.7 การผลิตปิโตรเลียมและการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

1.5.7.1 การผลิตปิโตรเลียม

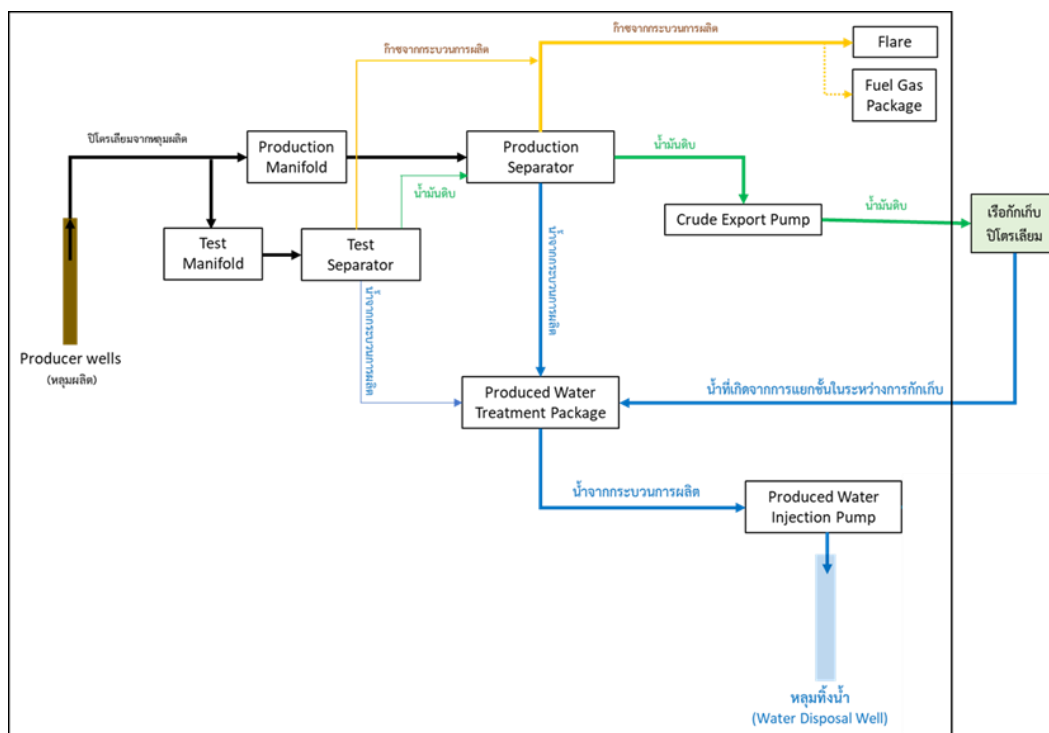
โครงการฯ เริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียมใน ปี พ.ศ. 2567 โดยรวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการแยกสถานะบนแท่นผลิตรสุนด์-เอ เพื่อส่งน้ำมันดิบไปกักเก็บไว้ที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อรอเรือบรรทุกมารับซื้อน้ำมันเข้ามาสู่บ่อสำหรับน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced water) จะถูกนำมาอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำของแท่นผลิตแต่ละแท่น โดยไม่มีการปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อม ส่วนก๊าซจากกระบวนการผลิต (Associated gas) ถูกส่งไปเผาที่อุปกรณ์เผาก๊าซเพื่อความปลอดภัย

โครงการฯ ใช้เรือกักเก็บปิโตรเลียม ที่มีขนาดความจุ 700,000 บาร์เรล เพื่อให้สามารถรองรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบสูงสุดประมาณ 15,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งน้ำมันดิบจะถูกส่งเข้ามาทางหัวเรือเพื่อกักเก็บไว้ และรอเรือบรรทุกมารับซื้อน้ำมันดิบเข้ามารับซื้อ โดยในเบื้องต้นคาดว่าจะเข้ามาทุกๆ 4 สัปดาห์ และโครงการฯ วางแผนว่าการสูบน้ำมันดิบไปยังเรือบรรทุกน้ำมันจะดำเนินการครั้งละ 250,000-300,000 บาร์เรล

1.5.7.2 การอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิต

น้ำจากกระบวนการผลิตที่แยกออกจากเครื่องแยกสถานะ จะถูกส่งไปที่ระบบบำบัดน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water Treatment Package) เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก่อนอัดกลับลงหลุม โดยน้ำที่เกิดจากการแยกชั้นในระหว่างการกักเก็บน้ำมันดิบที่เรือกักเก็บปิโตรเลียมจะถูกรวบรวมและส่งผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเลมาเข้าสู่ระบบบำบัดน้ำจากกระบวนการผลิต ก่อนอัดกลับลงหลุมเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต เพื่อป้องกันปัญหาเรื่อง Water incompatibility สำหรับน้ำมันที่แยกได้จากระบบบำบัดน้ำจากกระบวนการผลิตจะถูกส่งกลับไปยังเครื่องแยกสถานะอีกครั้งผ่านระบบระบายน้ำแบบปิด (Close drain system)

กระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่แท่นผลิตรสุนด์-เอ และการอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิต ดังแสดงในรูปที่ 1-4



ที่มา: รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียด (ครั้งที่ 1) โครงการผลิตปิโตรเลียมรสสุคนธ์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G6/48, 2566

รูปที่ 1-4 ระบบการผลิตปิโตรเลียมและการจัดการน้ำจากระบบการผลิตของโครงการฯ

1.6 การดำเนินงานและการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ

1.6.1 การดำเนินงานตามมาตรการฯ

การดำเนินงานในพื้นที่ของแหล่งรสสุคนธ์ ตั้งแต่เริ่มต้นในเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2566 จนถึงปัจจุบัน โครงการฯ ได้ดำเนินงานตามมาตรการฯ ที่กำหนดในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในส่วนที่เกี่ยวข้องของแต่ละกิจกรรมของโครงการฯ สำหรับรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ ถือว่าเป็นรายงานประจำปี พ.ศ. 2567

1.6.2 การจัดทำและนำเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นตามกรอบของคู่มือการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งจัดทำโดย สผ. ร่วมกับสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2553 โดยโครงการฯ จะต้องจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ต่อ ชร. จำนวน 2 ชุด (เล่มรายงานพร้อมไฟล์อิเล็กทรอนิกส์) ซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแล เพื่อบรรณวเสนอต่อ สผ. ต่อไป