

บทที่ 1

บทนำ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) ซึ่งเป็นผู้ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชด.) กระทรวงพลังงาน ในพื้นที่แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A¹ (แปลง 14A 15A และ 16A) หรือรวมเรียกว่าแหล่งอาทิตย์ ได้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับการดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่แหล่งอาทิตย์ จำนวน 2 ฉบับ ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ดังนี้

- **โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย** ซึ่งจัดทำโดยบริษัท อินเตอร์เนชั่นแนล เอ็นไวรอนเม้นทอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 2/2546 เมื่อวันที่ 8 ธันวาคม พ.ศ. 2546 ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009/1071 ลงวันที่ 29 มกราคม พ.ศ. 2547 (ภาคผนวก PTTEP-1.1) ต่อมาในปี พ.ศ. 2558 ปตท.สผ. ได้ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ครั้งที่ 1 ต่อ ชด. และได้รับการอนุญาตจาก ชด. ตามหนังสือเลขที่ พน 0308/4842 ลงวันที่ 12 ตุลาคม พ.ศ. 2558 (ภาคผนวก PTTEP-1.2) และ ชด. ได้แจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) รับทราบตามหนังสือเลขที่ พน 0308/4841 ลงวันที่ 12 ตุลาคม พ.ศ. 2558
- **โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลงสัมปทานหมายเลข 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย** ซึ่งจัดทำโดยบริษัท เออีคอม คอนซัลติ้ง (ประเทศไทย) จำกัด ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ด้านพัฒนาปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 24/2559 เมื่อวันที่ 29 กรกฎาคม พ.ศ. 2559 ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.2/9680.3 ลงวันที่ 8 สิงหาคม พ.ศ. 2559 (ภาคผนวก PTTEP-1.3)

ต่อมาใน ปี พ.ศ. 2566 ปตท.สผ. ได้ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ และโครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งภายหลังรวมเป็นโครงการใหม่ที่มีชื่อว่า **“โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)”** (โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ) และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ โครงการพัฒนาปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 7/2566 เมื่อวันที่ 3 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 ตามหนังสือเลขที่ ทส 1009.2/21798 ลงวันที่ 7 พฤศจิกายน พ.ศ. 2566 (ภาคผนวก PTTEP-1.4) โดยให้ ปตท.สผ. ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด

¹ พื้นที่แปลง 14A และ 15A ดำเนินการภายใต้หนังสือสัมปทานปิโตรเลียมเพิ่มเติม (ฉบับที่ 12) ของสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 เมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ และ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2541 ตามลำดับ และพื้นที่แปลง 16A ดำเนินการภายใต้หนังสือสัมปทานปิโตรเลียมเพิ่มเติม (ฉบับที่ 9) ของสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2541

ทั้งนี้ ในปี พ.ศ. 2568 ปตท.สผ. มีการดำเนินกิจกรรมตามแผนงานของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ซึ่งประกอบด้วยกิจกรรมในระยะเวลาการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม และระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม จึงได้จัดให้มีการตรวจประเมินการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) โดยมอบหมายให้ เดตรา เทค อิงค์ ซึ่งเป็นบริษัทที่ปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม เป็นผู้จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อเสนอต่อ ชร. ซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแล ภายในระยะเวลาที่กำหนดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการดังกล่าว เพื่อรวบรวมเสนอต่อ สผ. ต่อไป

1.1 วัตถุประสงค์ในการจัดทำรายงาน

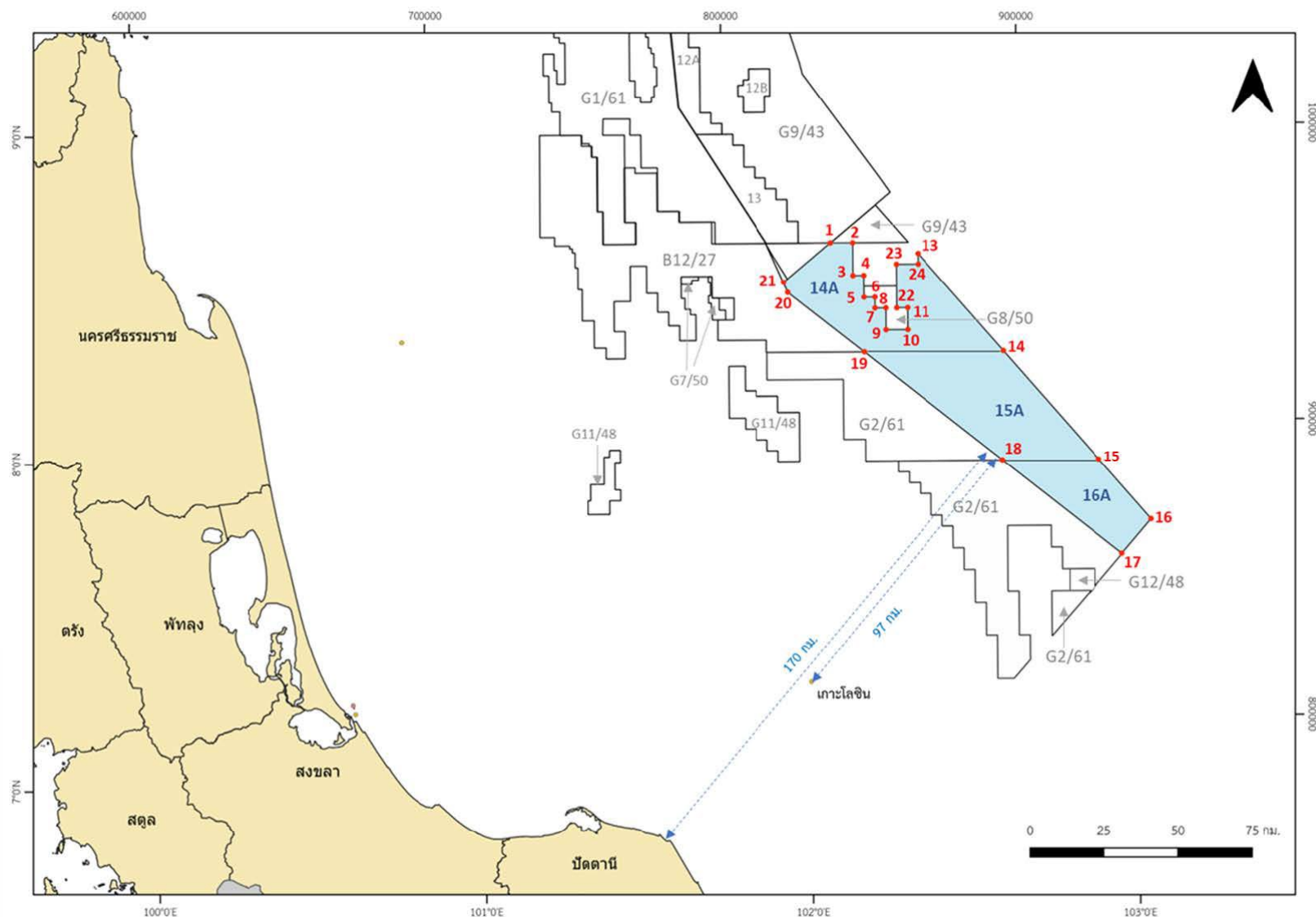
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นเพื่อนำเสนอรายละเอียด ความก้าวหน้า และผลการดำเนินการตามมาตรการฯ ของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่ได้เสนอไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ในช่วงเดือนมกราคม – ธันวาคม พ.ศ. 2568

รายละเอียดกิจกรรมและความก้าวหน้าโดยสังเขปของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ในช่วงปี พ.ศ. 2568 นำเสนอใน**บทที่ 1** ส่วนรายละเอียดของผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมนำเสนอใน**บทที่ 2** และผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้นำเสนอใน**บทที่ 3**

1.2 ที่ตั้งโครงการ

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A มีพื้นที่รวมทั้งหมด 3,559 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลบริเวณกลางอ่าวไทย โดยมีระยะห่างจากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุดคือ อำเภอปะนาเระ จังหวัดปัตตานี ประมาณ 170 กิโลเมตร และมีระยะห่างจากเกาะที่อยู่ใกล้ที่สุด คือ เกาะโลซิน ปัตตานี ประมาณ 97 กิโลเมตร รวมทั้งมีขอบเขตติดกับพื้นที่แปลงสำรวจอื่น ดังแสดงใน (รูปที่ 1-1) โดยสรุปได้ดังนี้

- **ด้านทิศเหนือ**
 - แปลงสำรวจ G8/50 ดำเนินการโดย บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
 - แปลงสำรวจ G9/43 ดำเนินการโดย บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
 - แปลงสำรวจ 13 ดำเนินการโดย บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
- **ด้านทิศตะวันตก**
 - แปลงสำรวจ B12/27 ดำเนินการโดย บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
 - แปลงสำรวจ G2/61 ดำเนินการโดย บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด
- **ด้านทิศใต้** มีขอบเขตติดกับพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย
- **ด้านทิศตะวันออก** ทะเลอ่าวไทย ไม่มีแปลงสำรวจของผู้ประกอบการรายอื่น



ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2568)

รูปที่ 1-1 พื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A แสดงเป็นรูปเหลี่ยมสี่ฟ้า

1.3 ความเป็นมาและองค์ประกอบของโครงการ

ปตท.สผ. ได้รับสิทธิในการดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในพื้นที่แปลง 14A และ 15A ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 เมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ และ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2541 ตามลำดับ และพื้นที่แปลง 16A ภายใต้สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2541 โดยโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ได้เริ่มดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งโครงสร้างในปี พ.ศ. 2548 จากนั้นเริ่มมีการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) จากพื้นที่แหล่งอาทิตย์ ตั้งแต่เดือนมีนาคม พ.ศ. 2551 และดำเนินการผลิตอย่างต่อเนื่องมาจนถึงปัจจุบัน

เมื่อพิจารณาแนวโน้มของอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติในระยะยาว พบว่ามีแนวโน้มลดลง ประกอบกับ ปตท.สผ. ได้รวบรวมข้อมูลจากการสำรวจปิโตรเลียมและข้อมูลการผลิตที่ผ่านมา พบว่า โครงสร้างของชั้นหินในบริเวณพื้นที่แหล่งอาทิตย์มีลักษณะเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีศักยภาพสำหรับการผลิตปิโตรเลียมต่อไปได้ จึงได้จัดทำแผนพัฒนาแหล่งผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ดังกล่าวเพิ่มเติมภายใต้โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ซึ่งปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากพื้นที่ดังกล่าวจะส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ต่อไป

1.3.1 องค์ประกอบหลักของโครงการ

องค์ประกอบหลักของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่มีอยู่ในปัจจุบันในพื้นที่แปลง 14A 15A และ 16A (รูปที่ 1-3) มีดังนี้

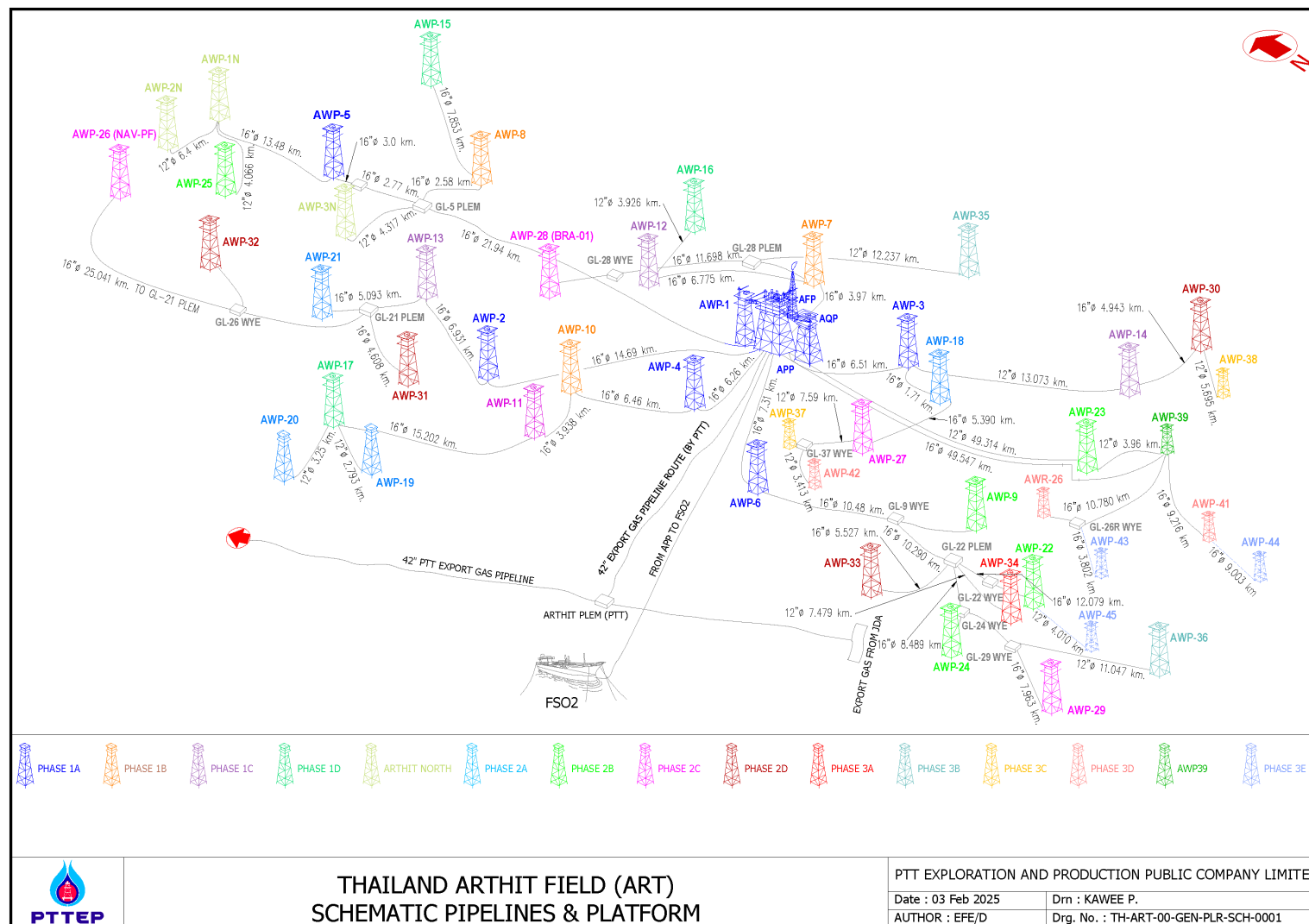
- กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ (รูปที่ 1-2) ประกอบด้วย
 - แท่นผลิตอาทิตย์ (Arthit Processing Platform หรือ APP) เป็นที่ตั้งของอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียมต่างๆ เช่น อุปกรณ์แยกสถานะ อุปกรณ์การผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต เป็นต้น ซึ่งอุปกรณ์แยกสถานะได้ถูกออกแบบมาให้สามารถรองรับปริมาณปิโตรเลียมที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตได้สูงสุด 650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน รองรับการผลิตก๊าซธรรมชาติได้สูงสุด 418 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน รองรับการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว+ได้สูงสุด 23,000 บาร์เรลต่อวัน และรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตได้สูงสุด 26,400 บาร์เรลต่อวัน
 - แท่นที่พักอาศัยอาทิตย์ (Arthit Living Quarters Platform หรือ AQP) เป็นที่ตั้งของพื้นที่ปฏิบัติงานของพนักงาน ซึ่งได้แก่ สำนักงาน ห้องควบคุมกลางของระบบการผลิต ห้องปฏิบัติงานซ่อมบำรุงต่างๆ และพื้นที่อยู่อาศัย (ได้แก่ ห้องนอน ห้องรับประทานอาหาร ห้องครัว ห้องพักผ่อน และพื้นที่สันทนาการต่างๆ) รวมถึงพื้นที่ลานจอดของเฮลิคอปเตอร์ ทั้งนี้ แท่นที่พักอาศัยสามารถรองรับพนักงานได้สูงสุด 225 คน โดยมีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาวประมาณ 100 เมตร
 - แท่นเผาก๊าซ (Arthit Flare Platform หรือ AFP) เป็นที่ตั้งของระบบเผาก๊าซ ซึ่งมีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ที่มีความยาวประมาณ 120 เมตร

- **แท่นหลุมผลิต AWP-1** เป็นแท่นหลุมผลิตแท่นแรกของพื้นที่แหล่งอาทิตย์ที่ติดตั้งในปี พ.ศ. 2548 และเป็นแท่นหลุมผลิตเดียวที่ถูกรวมเป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ มีช่องรองรับหลุมผลิตได้สูงสุด 20 ช่อง และมีหลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well) จำนวน 3 หลุม
- **แท่นหลุมผลิต (Arthit Wellhead Platform หรือ AWP)** ปัจจุบันในพื้นที่แหล่งอาทิตย์มีแท่นหลุมผลิตทั้งหมดจำนวน 44 แท่น (รวมแท่นหลุมผลิต AWP-1) โดยแต่ละแท่นมีช่องรองรับหลุมผลิตได้สูงสุด 20 ช่อง และอุปกรณ์ที่ติดตั้งบนแท่นหลุมผลิตแต่ละแท่น ได้แก่ ระบบท่อรวม อุปกรณ์ทดสอบคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม อุปกรณ์มาตรวัดต่างเฟส อุปกรณ์เติมสารเคมี อุปกรณ์ทำความสะอาดภายในท่อด้วยกระสวย และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- **เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (Floating Storage and Offloading หรือ เรือ FSO2)** ปัจจุบันใช้เรือชื่อ “ปทุมพาหะ” ซึ่งลอยลำอยู่ในพื้นที่โครงการ G2/61 (แหล่งบงกชเหนือ) ทำหน้าที่กักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ได้จากการผลิตในพื้นที่โครงการ G2/61 (แหล่งบงกชเหนือและแหล่งบงกชใต้) และโครงการแหล่งอาทิตย์ ก่อนขนส่งไปยังฝั่งด้วยเรือบรรทุก ทั้งนี้ เรือ FSO2 สามารถกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวได้สูงสุด 424,000 บาร์เรล
- **ระบบท่อขนส่งใต้ทะเล (Subsea Pipeline)** ประกอบด้วย ท่อขนส่งใต้ทะเลขนาด 8, 12, 16, 26 และ 42 นิ้ว รวมจำนวน 31 แนวท่อ ซึ่งแต่ละแนวท่อมียุทธศาสตร์ที่แตกต่างกันตามผลิตภัณฑ์ที่ขนส่ง



ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

รูปที่ 1-2 ภาพถ่ายบริเวณกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์



ที่มา: ดัดแปลงจาก Arthit Field Schematic Pipelines and Platforms (ปตท.สผ., 2568)

รูปที่ 1-3 แผนภาพแสดงองค์ประกอบหลักของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่มีอยู่ในปัจจุบันในพื้นที่แปลง 14A 15A และ 16A

1.3.2 องค์ประกอบที่ใช้ร่วมกับโครงการอื่น

โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ มีการใช้งานองค์ประกอบเพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานนอกชายฝั่งร่วมกับโครงการอื่นๆ ซึ่งประกอบด้วยฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา และฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา โดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 1-1

ตารางที่ 1-1 องค์ประกอบที่ใช้ร่วมกับโครงการอื่น

องค์ประกอบที่ใช้ร่วมกับโครงการอื่น	รายละเอียด
ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	<p>โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ใช้ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา (Petroleum Development Support Base หรือ PSB) สำหรับการสนับสนุนในด้านการจัดเก็บและขนส่งวัสดุอุปกรณ์ การรวบรวมของเสียที่เกิดขึ้นนอกชายฝั่งเพื่อขนส่งไปกำจัดยังสถานที่จัดการของเสียปลายทาง และการขนส่งพนักงาน ตลอดระยะเวลาที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการ</p> <p>ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ตั้งอยู่ที่บ้านหัวเขาแดง ตำบลหัวเขา อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา มีระยะห่างจากแหล่งอาทิตย์ประมาณ 225 กิโลเมตร ประกอบด้วยพื้นที่ใช้ประโยชน์ 2 ส่วนหลัก คือ ท่าเทียบเรือ และพื้นที่อำนวยความสะดวกบนฝั่ง (รูปที่ 1-4) ปัจจุบันนอกจากจะเป็นฐานสนับสนุนการดำเนินงานกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ยังให้บริการด้านท่าเทียบเรือและคลังพัสดุแก่โครงการและบริษัทผู้ประกอบการรายอื่นด้วย</p>
ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา	<p>การขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ทั้งในช่วงที่มีการผลัดเปลี่ยนรอบการปฏิบัติงานของพนักงานตามแผนงานปกติ และการขนส่งพนักงานในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน จะใช้ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา ซึ่งใช้เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. อยู่แล้วในปัจจุบัน</p> <p>ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา ตั้งอยู่ในเขตสนามบินสงขลา ตำบลบ่อยาง อำเภอเมืองสงขลา จังหวัดสงขลา ซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมการดำเนินงานของฐานทัพเรือสงขลา ทัพเรือภาคที่ 2 มีระยะห่างจากแหล่งอาทิตย์ประมาณ 225 กิโลเมตร ใช้ระยะเวลาในการบินด้วยเฮลิคอปเตอร์ไปยังพื้นที่โครงการดังกล่าว เทียบละประมาณ 1 ชั่วโมง ประกอบด้วยอาคารผู้โดยสาร และลานจอดเฮลิคอปเตอร์ (รูปที่ 1-5)</p>



ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

รูปที่ 1-4 องค์ประกอบของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา



ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

รูปที่ 1-5 องค์ประกอบของฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา

1.4 กิจกรรมของโครงการ

ในปี พ.ศ. 2568 ปตท.สผ. ได้ดำเนินกิจกรรมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 กิจกรรมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2568

ระยะของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ	รายละเอียดกิจกรรม
ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเล	<ul style="list-style-type: none">กิจกรรมในระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม<ul style="list-style-type: none">การติดตั้งแท่นหลุมผลิต จำนวน 3 แท่น ได้แก่ AWP-43, AWP-44 และ AWP-45ติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล จำนวน 3 แนวท่อ ได้แก่ GL-43, GL-44 และ GL-45
ระยะการเจาะหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none">กิจกรรมในระยะการเจาะหลุมผลิต และการเตรียมหลุมผลิต<ul style="list-style-type: none">การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ได้แก่ AWP-03, AWP-04, AWP-05, AWP-06, AWP-11, AWP-27, AWP-39 และ AWP-2N
ระยะการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none">การผลิตปิโตรเลียม

รายละเอียดของกิจกรรมโดยสังเขปของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ที่ดำเนินการในปี พ.ศ. 2568 ดังแสดงในหัวข้อที่ 1.5 และแผนภาพแสดงองค์ประกอบต่างๆ ที่มีอยู่ในปัจจุบันของโครงการดังกล่าว ดังแสดงในรูปที่ 1-3

1.5 รายละเอียดของกิจกรรมโดยสังเขป

สำหรับกิจกรรมโดยสังเขปของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ในหัวข้อถัดไปในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ ได้แสดงภาพรวมกิจกรรมหลักของโครงการดังกล่าว โดยอ้างอิงจากข้อมูลที่น่าเสนอในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ร่วมกับข้อมูลการปฏิบัติงานจริง ณ ปัจจุบัน โดยรายละเอียดของกิจกรรมมีดังต่อไปนี้

1.5.1 การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล

การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลเพื่อเก็บข้อมูลและข้อจำกัดทางธรณีฟิสิกส์ในพื้นที่ เช่น กองหิน หรือวัสดุที่ตกลงนอนอยู่บนพื้นท้องทะเล สัณฐานของพื้นที่ท้องทะเล ลักษณะทางธรณีวิทยาใต้พื้นท้องทะเลระดับตื้น และแหล่งก๊าซระดับตื้น เป็นต้น โดยโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ทำการรวบรวมข้อมูลจากพื้นที่สำรวจที่มีขนาดประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร เพื่อใช้ในการกำหนดตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิต แท่นเจาะ และการวางท่อขนส่งใต้ทะเล เพื่อความปลอดภัยในการติดตั้ง รวมทั้งกำหนดเส้นทางการลากจูงสิ่งติดตั้งเข้ามายังตำแหน่งที่กำหนด และการกำหนดจุดทิ้งสมอเรือ

1.5.2 การเจาะหลุมผลิต

การเจาะหลุมผลิต ดำเนินการโดยใช้เรือเจานอกชายฝั่งแบบเคลื่อนที่ได้ชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender Assisted Rig) ซึ่งการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะต้องใช้เรือสนับสนุนเพื่อทำหน้าที่ลากจูงแท่นเจาะเข้ามายังตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ และเมื่อเคลื่อนย้ายแท่นเจาะมาถึงตำแหน่งใกล้แท่นหลุมผลิตแล้ว จะดำเนินการติดตั้งแท่นเจาะและอุปกรณ์ต่างๆ ให้พร้อมก่อนเริ่มปฏิบัติการเจาะหลุมผลิต

หลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ได้รับการออกแบบให้เป็นไปตามมาตรฐานการออกแบบของหลุมเจาะโดยอ้างอิงจากคู่มือการเจาะ (Drilling manual) ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งรวบรวมผลการศึกษาข้อมูลด้านธรณีวิทยาในพื้นที่แหล่งอาทิตย์ สำหรับการออกแบบหลุมผลิตตามการปฏิบัติงานจริง ณ ปัจจุบัน เป็นหลุมแบบแคบ (Slim Hole) และมีการแบ่งขนาดของหลุมและท่อกรุดออกเป็น 4 ช่วง โดยขนาดของหลุมเจาะ ขนาดของท่อกรุด และระดับความลึกของหลุมผลิต มีดังแสดงในตารางที่ 1-3

ตารางที่ 1-3 ขนาดของหลุมเจาะ ขนาดของท่อกรุด และระดับความลึกของหลุมผลิต

ช่วงหลุม	เส้นผ่านศูนย์กลางหลุม (นิ้ว)	เส้นผ่านศูนย์กลางท่อกรุด (นิ้ว)	ความลึกในแนวตั้ง (True Vertical Depth, TVD) (เมตร)
ช่วงที่ 1	14.75	13.375	312
ช่วงที่ 2	12.25	9.625	1,772
ช่วงที่ 3	8.50	7	2,524
ช่วงที่ 4	6.125	2.875	3,464

ที่มา: (ปตท.สผ., 2566)

โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ มีการเลือกใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (Drilling Mud) ตามความเหมาะสมของคุณสมบัติของของเหลวและความลึกของหลุมในแต่ละช่วง ซึ่งพิจารณาเลือกใช้ของเหลวช่วยเจาะที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเป็นลำดับแรก โดยปัจจุบันโคลนเจาะที่นำมาใช้งานในโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ประกอบด้วยของเหลว 2 ประเภท ดังนี้

- **การเจาะหลุมช่วงที่ 1 และช่วงที่ 2** - ใช้โคลนเจาะชนิดที่มีน้ำทะเลเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud หรือ WBM) ซึ่งเป็นของเหลวที่มีสารเติมแต่ง (Additive) เช่น สารเพิ่มน้ำหนัก สารปรับความหนืด สารป้องกันการบวม สารลดการสูญเสียของโคลนเจาะ และสารกำจัดจุลชีพ ที่ช่วยให้สามารถเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูงกวาระดับความดันที่จะใช้น้ำทะเลได้
- **การเจาะหลุมช่วงที่ 3 และช่วงที่ 4** - ใช้โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud หรือ SBM) ซึ่งเป็นของเหลวที่มีสารสังเคราะห์ชื่อ Saraline (สารเคมีที่ถูกจัดอยู่ในระดับ Gold คือ ระดับที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด) เป็นองค์ประกอบหลัก ผสมกับสารเติมแต่งชนิดต่างๆ ซึ่งเหมาะกับการเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูง รวมถึงสามารถช่วยรักษาเสถียรภาพของชั้นหิน และป้องกันการบวมของชั้นดินเหนียวที่อาจส่งผลให้เกิดแรงบิดและแรงเสียดทานสูงซึ่งเป็นอันตรายระหว่างการเจาะ

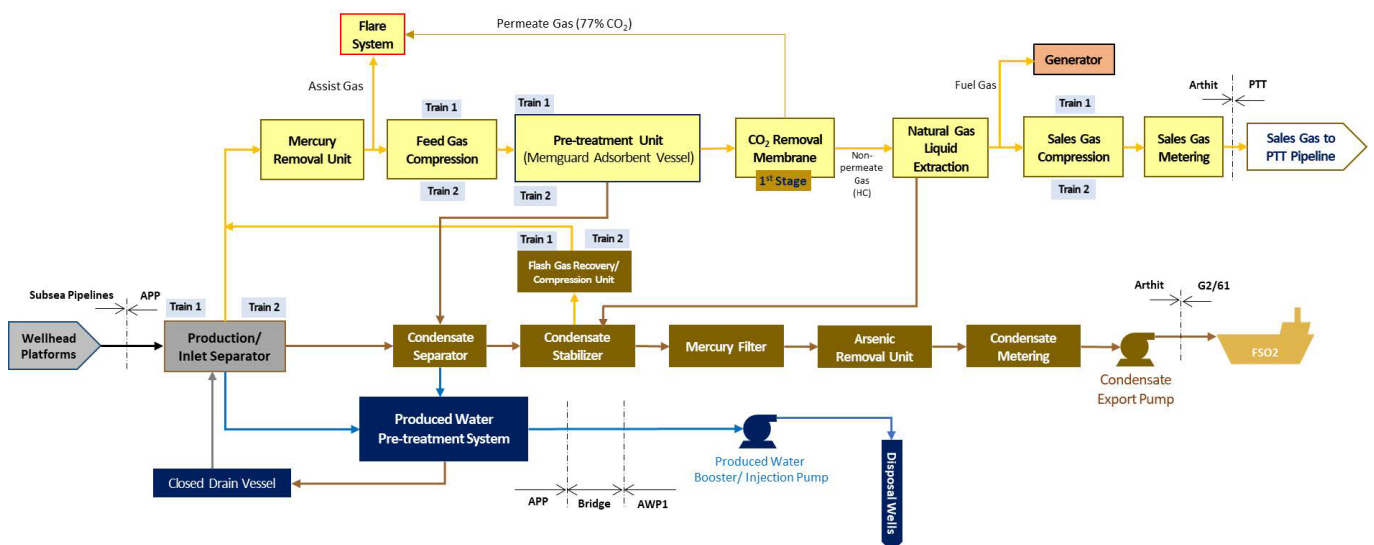
การจัดการโคลนเจาะมีการดำเนินการในระบบปิด คือ โคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกส่งลงไปยังก้านเจาะแล้วออกสู่หัวเจาะ โคลนจะช่วยนำเศษหินที่เกิดจากการเจาะขึ้นมายังระดับพื้น เพื่อทำการแยกโคลนและเศษหินออกจากกันด้วยระบบควบคุมของแข็ง (ประกอบด้วยเครื่องเขย่า (Shaker) และเครื่องเหวี่ยงหนีศูนย์กลาง (Centrifuge) เศษดินเศษหินที่แยกออกมาได้จะทำการปล่อยสู่ทะเล ซึ่งเศษดินเศษหินที่ปล่อยออกสู่ทะเลจะมีการควบคุมให้มีปริมาณโคลนเจาะบนเศษหิน (Oil on Cuttings หรือ OOC) สำหรับการเจาะที่ใช้โคลนเจาะชนิด SBM ไม่เกินร้อยละ 12 ส่วนโคลนเจาะที่แยกออกมาได้จะทำการปรับสภาพเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่

1.5.3 การผลิตปิโตรเลียม

โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ เริ่มต้นดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551 โดยปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากแท่นหลุมผลิตจะขนส่งผ่านระบบท่อใต้ทะเลเข้าสู่แท่นผลิตอาทิตย์ โดยปิโตรเลียมจะเข้าสู่ Production Separator เป็นขั้นตอนแรก เพื่อแยกปิโตรเลียมออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) และน้ำจากกระบวนการผลิต จากนั้นจึงเข้าสู่ส่วนที่เป็นระบบการผลิต ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 3 ระบบหลัก ได้แก่

- ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติ (กำลังการผลิตสูงสุด 334 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยปี พ.ศ. 2568 มีการผลิตก๊าซเพื่อส่งขายรวม 128,663 ล้านลูกบาศก์ฟุต
- ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (กำลังการผลิตสูงสุด 17,532 บาร์เรลต่อวัน) โดยปี พ.ศ. 2568 มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อส่งขายรวม 5,298,952 บาร์เรล
- ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ซึ่งมีความสามารถในการอัดน้ำกลับ 26,400 บาร์เรลต่อวัน โดยปี พ.ศ. 2568 มีการอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นรวม 5,284,259 บาร์เรล

รูปที่ 1-6 แสดงแผนภาพโดยย่อของระบบการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตอาทิตย์ โดยมีรายละเอียดของแต่ละระบบโดยสังเขป ดังแสดงในหัวข้อถัดไป



ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

รูปที่ 1-6 แผนภาพโดยย่อของระบบการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตอาทิตย์

ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่แยกได้จาก Production Separator จะผ่านระบบดังต่อไปนี้

- **ระบบแยกปรอทออกจากก๊าซ (Mercury Removal Unit หรือ MRU)**
 - กระบวนการแยกปรอทออกจากก๊าซ โดยใช้วิธีการดูดซับทางเคมีด้วยสารดูดซับปรอท (Mercury Absorber) เพื่อให้ก๊าซมีปริมาณปรอทเป็นไปตามข้อกำหนดคุณภาพก๊าซธรรมชาติเพื่อจำหน่าย (Sales Gas Specification)
- **ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซธรรมชาติเพื่อเข้าสู่ระบบการผลิต (Feed Gas Compression Unit)**
 - มีหน้าที่เพิ่มแรงดันให้ก๊าซธรรมชาติที่ออกจากเครื่องแยกสถานะ (Inlet separator) โดยเพิ่มความดันจาก 23 บาร์ ไปที่ 65 บาร์ ซึ่งเป็นแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติเบื้องต้น
- **ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติเบื้องต้น (Pre-treatment Unit)**
 - มีหน้าที่แยกของเหลวออกจากก๊าซธรรมชาติเพื่อลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติให้ลดลงจนถึงระดับที่ต่ำกว่าที่กำหนด ในสัญญาซื้อขาย (ปริมาณความชื้นไม่เกิน 7 ปอนด์ต่อล้านลูกบาศก์ฟุต)
- **ระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Removal and Venting)**
 - มีหน้าที่ลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติให้ลดลงเหลือน้อยกว่าร้อยละ 23 ตามสัญญาซื้อขาย โดยใช้เยื่อเลือกผ่าน (CO₂ Removal Membrane)
- **ระบบแยกของเหลว (Natural Gas Liquid Extraction)**
 - มีหน้าที่แยกก๊าซธรรมชาติเหลวที่เหลือนบางส่วนด้วยการลดอุณหภูมิก๊าซธรรมชาติเพื่อให้เกิดการควบแน่นเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว และส่งเข้าสู่ระบบปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว ทั้งนี้ จะมีก๊าซธรรมชาติที่ลดความชื้นส่วนหนึ่งจะถูกส่งไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Fuel Gas) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักสำหรับอุปกรณ์ต่างๆ ภายในกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต
- **ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อส่งขาย (Sales Gas Compression Unit) และมาตรวัดปริมาณ (Sales Gas Metering)**
 - มีหน้าที่เพิ่มแรงดันให้กับก๊าซธรรมชาติ โดยมีแรงดันถึง 131 บาร์ เพื่อให้เพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ และจะต้องผ่านมาตรวัดปริมาตรก๊าซธรรมชาติซึ่งจะทำการวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติตลอดเวลาที่มีการส่งขาย

ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว

ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือคอนเดนเสท ที่แยกได้จาก Production Separator จะผ่านระบบดังต่อไปนี้

- **ระบบแยกน้ำออกจากคอนเดนเสท (Condensate Separator)**

- มีหน้าที่รับปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นของเหลวจากเครื่องแยกสถานะ เพื่อแยกน้ำและก๊าซธรรมชาติออกจากก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสท (Condensate) ก่อนส่งเข้าสู่กระบวนการปรับเสถียร
- **ระบบปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Stabilizer)**
 - มีหน้าที่รับก๊าซธรรมชาติเหลวที่แยกได้จาก Condensate Separator เข้าสู่กระบวนการกลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนเบา (Light Hydrocarbon) ออก เพื่อป้องกันการเกิดไอก๊าซเนื่องจากไฮโดรคาร์บอนเบาในก๊าซธรรมชาติเหลวขณะทำการส่งทางท่อและการกักเก็บ โดยก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผ่านระบบปรับความเสถียรแล้วจะต้องมีค่าความดันไอ (Reid Vapor Pressure หรือ RVP) ไม่เกิน 12 ปอนด์ต่อตารางนิ้วบรรยากาศ (psia) ที่อุณหภูมิ 37.8 องศาเซลเซียส เพื่อความปลอดภัยในการขนส่งทางท่อ และการกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม
- **ระบบลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติเหลว (Mercury Filter)**
 - ทำหน้าที่ลดปริมาณสารปรอทด้วยตัวกรองสารปรอท (Mercury Filter) ให้ลดลงเหลือน้อยกว่า 3,000 ส่วนในพันล้านส่วน (ppb) ตามสัญญาซื้อขาย
- **ระบบลดปริมาณสารหนูในก๊าซธรรมชาติเหลว (Arsenic Removal Unit)**
 - มีหน้าที่ลดปริมาณสารหนูให้ลดลงเหลือน้อยกว่า 5,000 ppb ด้วยสารดูดซับสารหนู (Arsenic Absorber) ตามสัญญาซื้อขาย
- **มาตรวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Metering)**
 - มีหน้าที่วัดปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ปรับความเสถียรแล้ว ก่อนใช้เครื่องสูบก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Export Pump) สูบถ่ายผ่านท่อขนส่งใต้ทะเล เพื่อไปกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ในพื้นที่บงกชเหนือ

ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ประกอบด้วย ระบบการปรับปรุงคุณภาพน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water Treatment Facilities) ซึ่งได้แก่ การแยกทรายและน้ำมันออกจากน้ำจากกระบวนการผลิต ก่อนส่งไปยังระบบสูบน้ำอัดกลับ ซึ่งประกอบด้วยเครื่องสูบน้ำอัดกลับ (Produced Water Injection Pump) จำนวน 3 เครื่อง โดยแต่ละเครื่องมีขีดความสามารถในการอัดน้ำกลับสูงสุด 20,000 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ในปี พ.ศ. 2568 โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ มีปริมาณน้ำอัดกลับลงหลุมประมาณ 14,476 บาร์เรลต่อวัน ดังนั้น ในสถานะปกติจะเปิดใช้งานเครื่องสูบน้ำอัดกลับ 2 เครื่อง และสำรอง 1 เครื่อง ในปัจจุบันโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ มีการใช้หลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well) ที่แท่นหลุมผลิต AWP-1 จำนวน 3 หลุม รายละเอียดดังตารางที่ 1-4

ตารางที่ 1-4 จำนวนหลุมอัดน้ำกลับของโครงการผลิตปิโตรเลียมฯ

แท่นหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำกลับ
AWP-1	3 (E*, J*, S*)
AWP-1N	2 (D, Q)

หมายเหตุ: * หลุมอัดกลับน้ำที่มีการใช้งานปัจจุบัน

ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2568)

1.6 การดำเนินงานและการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ

1.6.1 การดำเนินงานตามมาตรการฯ

ตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2551 จนถึงปัจจุบัน โครงการผลิตปิโตรเลียมฯ ได้ดำเนินงานตามมาตรการฯ ที่กำหนดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแต่ละกิจกรรมของโครงการดังกล่าว โดยที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้มีการจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ให้กับ สผ. และ ชธ. ดังแสดงในตารางที่ 1-5 สำหรับรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ ถือว่าเป็นรายงานประจำปี พ.ศ. 2568

ตารางที่ 1-5 การจัดส่งรายงานการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการฯ

รายชื่อรายงานการปฏิบัติตามมาตรการฯ	วันที่จัดส่ง
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2551	กันยายน พ.ศ. 2552
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2552	พฤษภาคม พ.ศ. 2553
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2553	มิถุนายน พ.ศ. 2554
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2554	ตุลาคม พ.ศ. 2555
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2555	มกราคม พ.ศ. 2557
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2556	สิงหาคม พ.ศ. 2557
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2557	พฤษภาคม พ.ศ. 2558
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2558	พฤษภาคม พ.ศ. 2559
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	สิงหาคม พ.ศ. 2560
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2562	มกราคม พ.ศ. 2563
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2563	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2564
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2564	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2565
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2565	กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2566	มกราคม พ.ศ. 2567
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2567	มกราคม พ.ศ. 2568

1.6.2 การจัดทำและนำเสนอรายงานการปฏิบัติตามมาตรการฯ

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นตามกรอบของคู่มือการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งจัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมร่วมกับสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2553 โดยโครงการฯ จะนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว พ.ศ. 2561 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 4 มกราคม 2562 ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2564 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 31 มกราคม 2565 และประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2568 ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 2 พฤษภาคม 2568