

# บทที่ 1

## บทที่ 1

### บทนำ

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ) ฉบับนี้ ครอบคลุมการดำเนินงานของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัท ปตท.สผ. อินเทอร์เน็ตชั่นแนล จำกัด จำนวน 3 โครงการ ดังต่อไปนี้

- โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย (โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1)
- โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ อ่าวไทย (โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2)
- โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ปตท.สผ. อินเทอร์เน็ตชั่นแนล จำกัด แปลงในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G12/48 (โครงการ G12/48)

โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 และโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ตั้งอยู่ในแปลงในทะเลอ่าวไทยหมายเลข (แปลง) B16 และ B17 ตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2515/7 ซึ่งสัมปทานปิโตรเลียมดังกล่าวออกให้กับผู้รับสัมปทานตั้งแต่เดือนมีนาคม พ.ศ. 2515 โดยกระทรวงอุตสาหกรรม ทั้งนี้ ภายหลังการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมเป็นเวลา 10 ปี ตามมติที่ประชุมคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 16 ตุลาคม พ.ศ. 2550 มีกำหนดสิ้นสุดระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2566

โครงการ G12/48 ตั้งอยู่ในแปลง G12/48 ตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2549/71 ซึ่งสัมปทานปิโตรเลียมดังกล่าวออกให้กับผู้รับสัมปทานตั้งแต่เดือนมีนาคม พ.ศ. 2549 โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และมีกำหนดสิ้นสุดระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมวันที่ 14 มีนาคม พ.ศ. 2578 (ชธ., 2566)

ทั้งนี้ การผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่แปลง G12/48 ได้มีการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลเพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตในพื้นที่แปลง G12/48 มาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตบงกชใต้ ทำให้โครงการโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 มีการดำเนินกิจกรรมและใช้ระบบการผลิตปิโตรเลียมร่วมกันในทางปฏิบัติ ดังนั้น รายงานฉบับนี้ จึงนำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ของทั้ง 3 โครงการ ดังกล่าว

เนื่องจากโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 มีวันที่สิ้นสุดระยะเวลาการผลิตที่แตกต่างกันดังที่กล่าวไว้ข้างต้น รายงานฉบับนี้ จึงกำหนดกรอบการรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ โดยอ้างอิงวันสิ้นสุดระยะเวลาการผลิตของแปลง B16 และ B17 ซึ่งตรงกับวันที่ 7 มีนาคม พ.ศ. 2566 เป็นวันสุดท้ายของการรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังนั้น รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จึงนำเสนอรายละเอียดครอบคลุมกิจกรรมที่เกิดขึ้นในพื้นที่โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566 เท่านั้น

การดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกิดขึ้นในพื้นที่โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 และ

โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2566 เป็นต้นไป จะถือเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงานโดยผู้ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลง G2/61 ภายใต้รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแปลง G2/61 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

สำหรับโครงการ G12/48 จะยังคงดำเนินกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมภายใต้รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมฉบับเดิม โดยการรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม พ.ศ. 2566 เป็นต้นไป จะรวมอยู่ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ของโครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแปลง G2/61

ในส่วนของรายงานฉบับนี้ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) และบริษัท ปตท.สผ.อินเทอร์เน็ตชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) ได้มอบหมายให้เตตรา เทคโนโลยี เป็นผู้จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชด.) และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ตามขอบเขตของกิจกรรมและระยะเวลาการดำเนินงานดังกล่าว

## 1.1 ประวัติโดยสังเขป

### 1.1.1 โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย

รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฯ) โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ) ด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 14/2550 เมื่อวันที่ 3 กันยายน พ.ศ. 2550 ตามหนังสือที่ ทส 1009/10350 ลงวันที่ 21 พฤศจิกายน พ.ศ. 2550 หลังจากนั้น โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ได้จัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ 2 ครั้ง โดยรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 1 ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 7/2552 เมื่อวันที่ 8 เมษายน พ.ศ. 2552 ตามหนังสือที่ ทส 1009.2/5278 ลงวันที่ 14 กรกฎาคม พ.ศ. 2552 และรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ได้รับการพิจารณาจาก ชด. ตามหนังสือที่ พน 0308/3778 ลงวันที่ 8 กันยายน พ.ศ. 2557 (ภาคผนวก PTTEP-1.1)

### 1.1.2 โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ อ่าวไทย

รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ด้านพัฒนาปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 34/2558 เมื่อวันที่ 27 พฤศจิกายน พ.ศ. 2558 ตามหนังสือที่ ทส 1009.2/14954 ลงวันที่ 9 ธันวาคม พ.ศ. 2558 ต่อมาในปี พ.ศ. 2560 ได้จัดทำรายงานการขอเปลี่ยนแปลง

รายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 1 และได้รับการพิจารณาจาก ชธ. ตามหนังสือที่ พน 0308/1768 ลงวันที่ 30 พฤษภาคม พ.ศ. 2560 (ภาคผนวก PTTEP-1.2)

### 1.1.3 โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด แปลงในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G12/48

รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด แปลงในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G12/48 ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ด้านพัฒนาปิโตรเลียม และระบบขนส่งทางท่อ ในการประชุมครั้งที่ 34/2555 เมื่อวันที่ 17 ตุลาคม พ.ศ. 2555 ตามหนังสือที่ ทส 1009.2/3205 ลงวันที่ 13 มีนาคม พ.ศ. 2556 ต่อมาในปี พ.ศ. 2560 ได้จัดทำรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 1 และได้รับการพิจารณาจาก ชธ. ตามหนังสือที่ พน 0308/2625 ลงวันที่ 21 กรกฎาคม พ.ศ. 2560 (ภาคผนวก PTTEP-1.3)

## 1.2 วัตถุประสงค์ในการจัดทำรายงาน

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นเพื่อนำเสนอรายละเอียดและความก้าวหน้าของโครงการ บงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 รวมทั้งผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ตามที่กำหนด ในรายงานฯ ซึ่งในปี พ.ศ. 2566 มีเพียงกิจกรรมผลิตปิโตรเลียมในแหล่งบงกชใต้เท่านั้น โดยรายงานจะครอบคลุมการ ดำเนินกิจกรรมของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566

รายละเอียดกิจกรรมโดยสังเขปและความก้าวหน้าของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 นำเสนอในบทที่ 1 ส่วนรายละเอียดของผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ สิ่งแวดล้อมนำเสนอในบทที่ 2 และผลการปฏิบัติตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมได้นำเสนอในบทที่ 3

## 1.3 ที่ตั้งโครงการ

โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 และโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย ตอนล่าง ซึ่งอยู่ห่างจากชายฝั่งจังหวัดสงขลาและจังหวัดปัตตานี เป็นระยะทาง 183 กิโลเมตร และ 130 กิโลเมตร ตามลำดับ โดยมีอาณาเขตติดต่อกับพื้นที่ต่าง ๆ (รูปที่ 1-1) ดังนี้

- ทิศตะวันตก ติดกับแปลง G11/48
- ทิศตะวันออก ติดกับพื้นที่โครงการอาทิตย์ (แปลง 14A 15A และ 16A)
- ทิศใต้ ติดกับพื้นที่พัฒนาร่วมไทย - มาเลเซีย
- ทิศเหนือ ติดกับแปลง B16 ของพื้นที่โครงการบงกชเหนือ

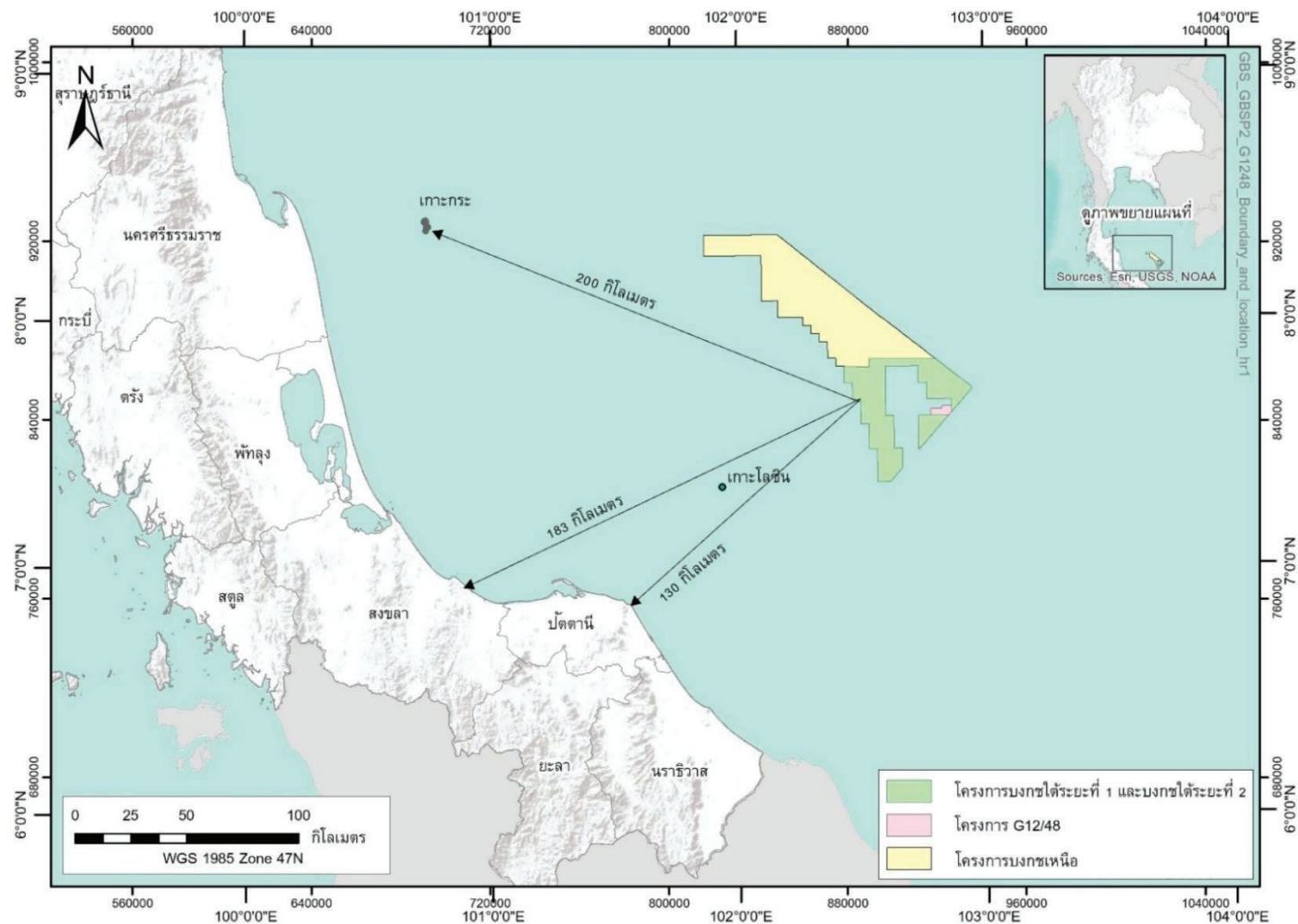
และโครงการ G12/48 อยู่ห่างจากชายฝั่งจังหวัดปัตตานี เป็นระยะทาง 155 กิโลเมตร ห่างจากเกาะโลซิน และ เกาะกระ เป็นระยะทาง 86 กิโลเมตร และ 233 กิโลเมตร ตามลำดับ ดังแสดงในรูปที่ 1-2

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ประจำปี พ.ศ. 2566

โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย

โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ อ่าวไทย

และโครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G12/48



ที่มา: ดัดแปลงจาก ปตท.สผ., สิงหาคม 2557

รูปที่ 1-1 ตำแหน่งพื้นที่โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 และระยะห่างจากพื้นที่ ถึงเกาะและแนวชายฝั่งในบริเวณอ่าวไทย

และโครงการผลิตปิโตรเลียม ของบริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข G12/48





## 1.4 ความเป็นมาและกิจกรรมของโครงการ

### 1.4.1 ความเป็นมาของโครงการ

#### 1.4.1.1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 และโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2

ปตท.สผ. ได้รับโอนสิทธิ์ ประโยชน์ และพันธะในสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 และ 3/2515/7 สำหรับการดำเนินกิจกรรมในพื้นที่แปลง B15 B16 และ B17 โดยครอบคลุมพื้นที่รวมทั้งสิ้น 3,215 ตารางกิโลเมตร และมีชื่อเรียกว่าแหล่งบงกช ทั้งนี้ การดำเนินงานในพื้นที่โครงการบงกชใต้ (ครอบคลุมพื้นที่ทางตอนใต้ของแปลง B16 และพื้นที่ในแปลง B17) ได้เริ่มต้นจากการติดตั้งแท่นผลิต แท่นที่พักอาศัย แท่นหลุมผลิต และระบบท่อใต้ทะเล ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2552 ส่วนการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งจำหน่ายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เริ่มต้นอย่างเป็นทางการเมื่อวันที่ 16 มิถุนายน พ.ศ. 2555 สำหรับพื้นที่ในแปลง B15 และทางตอนเหนือของแปลง B16 จะอยู่ภายใต้การดำเนินงานของโครงการบงกชเหนือ

ต่อมา ปตท.สผ. ได้รวบรวมข้อมูลจากการสำรวจปิโตรเลียมและข้อมูลการผลิตเบื้องต้น พบว่าโครงสร้างชั้นหินบริเวณแหล่งบงกชใต้ มีลักษณะเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมต่อไปได้ จึงได้ทำแผนพัฒนาปิโตรเลียมในแหล่งบงกชใต้เพิ่มเติม โดยการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 แหล่งบงกชใต้ บริเวณอ่าวไทย และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในปี พ.ศ. 2558

#### 1.4.1.2 โครงการ G12/48

ปตท.สผ.อ. ได้รับโอนสิทธิ์ ประโยชน์ และพันธะในสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 3/2549/71 จากบริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด และได้คืนพื้นที่สัมปทานให้กับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามข้อกำหนดมาตรา 11 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ทำให้ปัจจุบันเหลือพื้นที่โครงการ G12/48 อยู่ประมาณ 37.05 ตารางกิโลเมตร และได้เปลี่ยนชื่อพื้นที่ผลิตเป็นแหล่งต้นคุณเหนือ (Toon Koon North) ในส่วนของการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งจำหน่ายให้กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เริ่มต้นอย่างเป็นทางการเมื่อวันที่ 22 ตุลาคม พ.ศ. 2561

### 1.4.2 องค์ประกอบหลักของโครงการ

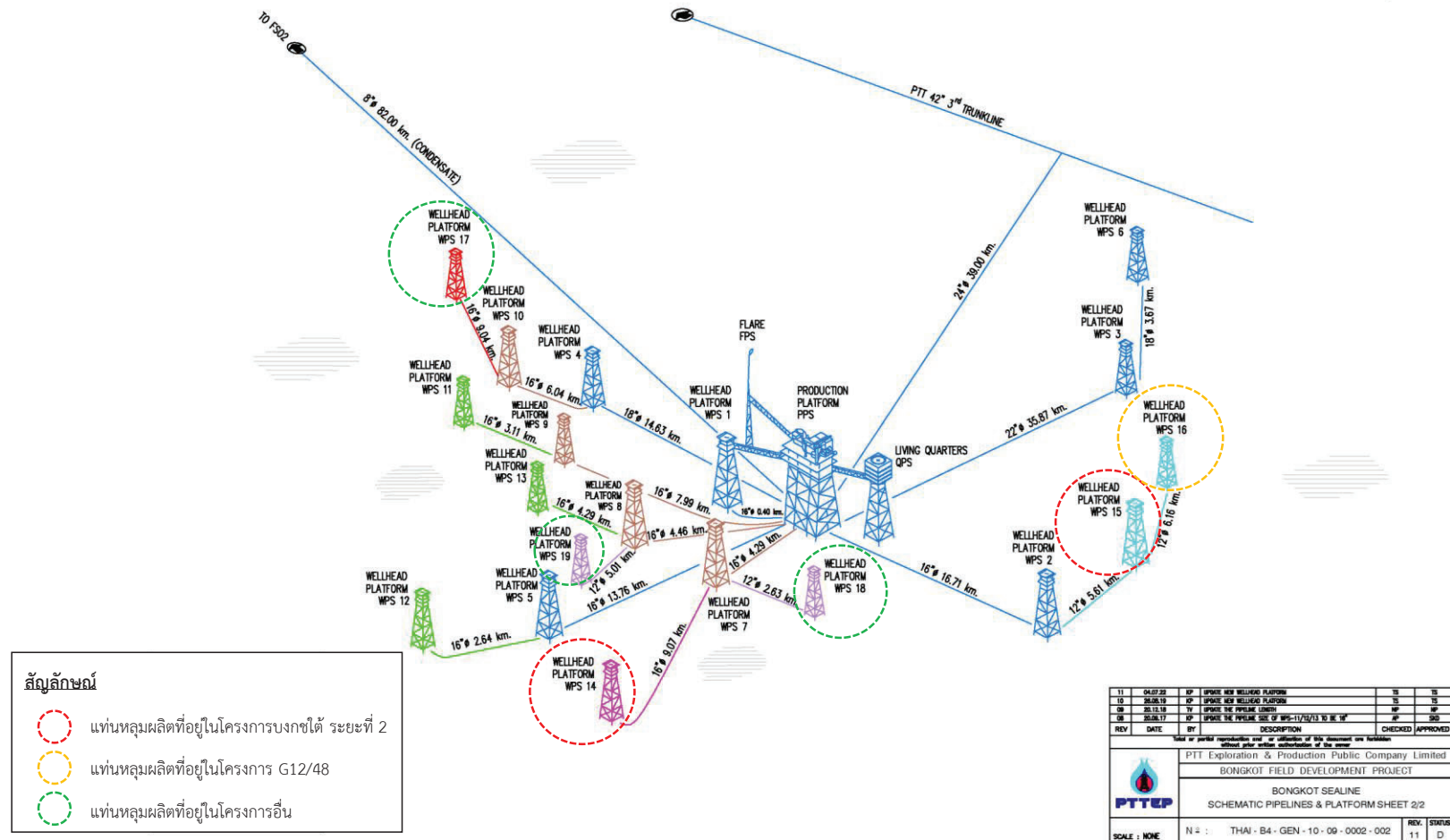
องค์ประกอบหลักของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48 (รูปที่ 1-3) ซึ่งได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ตามรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมและรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ สามารถสรุปได้ดังนี้

- แท่นผลิต (Production Platform South หรือ PPS) เป็นแท่นที่ติดตั้งอุปกรณ์หลักในการแยกปิโตรเลียมที่ได้รับจากแท่นหลุมผลิตต่าง ๆ แบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่
  - ก๊าซธรรมชาติ (กำลังการผลิต 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยก๊าซธรรมชาติที่แยกได้จะส่งไปยังท่อของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

- ก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสท (กำลังการผลิต 18,000 บาร์เรลต่อวัน) จะส่งไปกักเก็บในเรือกักเก็บปิโตรเลียม (FSO2)
- น้ำจากกระบวนการผลิต (ความสามารถในการอัดน้ำกลับ 20,000 บาร์เรลต่อวัน) จะได้รับการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมด
- แท่นที่พักอาศัย (Living Quarters Platform South หรือ QPS) เป็นแท่นที่พักอาศัยของพนักงาน โดยได้ออกแบบเพื่อรองรับพนักงานรวมประมาณ 160 คน
- แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform South หรือ WPS) เป็นแท่นที่ใช้ชุดเจาะปิโตรเลียมหลุมผลิตภายในแท่นจะประกอบด้วยหลุมผลิต และมีอุปกรณ์การผลิตเบื้องต้น โดยจำนวนแท่นหลุมผลิตในพื้นที่ทั้ง 3 โครงการ มีดังต่อไปนี้
  - โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ปัจจุบันมีแท่นหลุมผลิตจำนวน 13 แท่น
  - โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ปัจจุบันมีแท่นหลุมผลิตจำนวน 2 แท่น
  - โครงการ G12/48 ปัจจุบันมีแท่นหลุมผลิตจำนวน 1 แท่น
- ระบบท่อใต้ทะเล เพื่อขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตไปยังแท่นผลิต และขนส่งคอนเดนเสทจากแท่นผลิตไปยังเรือกักเก็บปิโตรเลียม (FSO2) ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการบงกชเหนือ โดยมีความยาวท่อใต้ทะเลรวมทั้งสิ้นประมาณ 200 กิโลเมตร
- เรือกักเก็บปิโตรเลียม (Floating Storage and Offloading หรือ FSO2) ปัจจุบันใช้ชื่อ “ปทุมพาหะ” ซึ่งอยู่ในพื้นที่โครงการบงกชเหนือ ทำหน้าที่กักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวที่ได้จากการผลิตในพื้นที่โครงการบงกชเหนือ โครงการบงกชใต้ และโครงการอาทิตย์ โดยเรือ FSO2 สามารถกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวได้สูงสุด 424,000 บาร์เรล



## THAILAND BONGKOT SOUTH FIELD (GBS) SCHEMATIC PIPELINES & PLATFORM



ที่มา: ดัดแปลงจาก ปตท.สม., กรกฎาคม 2565

หมายเหตุ: โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 คือ บริเวณที่ไม่มีสัญลักษณ์/วงกลม

รูปที่ 1-3 แผนภาพแสดงความเชื่อมโยงขององค์ประกอบต่าง ๆ ของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 และโครงการ G12/48

### 1.4.3 กิจกรรมของโครงการ

#### 1.4.3.1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1

กิจกรรมหลักของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ตามที่ระบุในรายงานฯ แบ่งออกเป็น 2 ระยะหลัก ได้แก่

- 1) ระยะก่อสร้าง ประกอบด้วยกิจกรรมการสำรวจพื้นที่ การติดตั้งท่อใต้ทะเล การติดตั้งแท่น หลุมผลิต และการเจาะหลุมผลิต
- 2) ระยะดำเนินการ ประกอบด้วยกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิตกลางบงกชใต้ และแท่นหลุมผลิตต่าง ๆ

ในช่วงปี พ.ศ. 2566 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 มีเพียงกิจกรรมในระยะผลิตปิโตรเลียม โดยภาพรวมของกิจกรรมโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 แสดงในตารางที่ 1-1

ตารางที่ 1-1 ภาพรวมกิจกรรมโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ประจำปี พ.ศ. 2566

ชื่อแท่น	การสำรวจพื้นที่โครงการ	การติดตั้งท่อใต้ทะเล	การติดตั้งแท่น	การเจาะหลุมผลิต	เริ่มต้นผลิต*
PPS	-	-	-	-	มิ.ย. 2555
QPS	-	-	-	-	N/A
WPS1	-	-	-	-	ม.ค. 2555
WPS2	-	-	-	-	ก.พ. 2555
WPS3	-	-	-	-	ก.พ. 2555
WPS4	-	-	-	-	มี.ค. 2555
WPS5	-	-	-	-	ก.พ. 2555
WPS6	-	-	-	-	มิ.ย. 2555
WPS7	-	-	-	-	พ.ย. 2557
WPS8	-	-	-	-	ก.พ. 2557
WPS9	-	-	-	-	มิ.ย. 2557
WPS10	-	-	-	-	ก.ค. 2557
WPS11	-	-	-	-	ส.ค. 2558
WPS12	-	-	-	-	พ.ค. 2558
WPS13	-	-	-	-	มี.ค. 2558

หมายเหตุ: N/A กิจกรรมลักษณะดังกล่าวไม่มีการดำเนินงานที่แท่นนี้ (Not Applicable)

- ไม่มีการดำเนินกิจกรรมดังกล่าวในระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566

\* ปัจจุบันยังคงมีการผลิตอย่างต่อเนื่อง

### 1.4.3.2 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2

กิจกรรมของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ตามที่ระบุในรายงานฯ แบ่งออกเป็น 4 ระยะ ดังนี้

- 1) ระยะเตรียมการและติดตั้งโครงสร้างของโครงการ
- 2) ระยะเจาะหลุมผลิต
- 3) ระยะผลิตปิโตรเลียม
- 4) ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและรื้อถอนโครงสร้าง

ในช่วงปี พ.ศ. 2566 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 มีเพียงกิจกรรมในระยะผลิตปิโตรเลียม โดยภาพรวมของกิจกรรมโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 แสดงในตารางที่ 1-2

ตารางที่ 1-2 ภาพรวมกิจกรรมโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ประจำปี พ.ศ. 2566

ชื่อแท่น	การสำรวจพื้นที่โครงการ	การติดตั้งท่อใต้ทะเล	การติดตั้งแท่น	การเจาะหลุมผลิต	เริ่มต้นผลิต*
WPS14	-	-	-	-	มี.ค. 60
WPS15	-	-	-	-	ก.ย. 61

หมายเหตุ: - ไม่มีการดำเนินกิจกรรมดังกล่าวในระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566

\* ปัจจุบันยังคงมีการผลิตอย่างต่อเนื่อง

### 1.4.3.3 โครงการ G12/48

กิจกรรมของโครงการ G12/48 ตามที่ระบุในรายงานฯ แบ่งออกเป็น 5 ระยะ ได้แก่

- 1) ระยะเตรียมการและการติดตั้งโครงสร้างของโครงการ
- 2) ระยะการเจาะหลุมผลิต และการหยั่งธรณีหลุมเจาะ
- 3) ระยะการเตรียมหลุมผลิต
- 4) ระยะการผลิตปิโตรเลียม
- 5) ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง

ในช่วงปี พ.ศ. 2566 โครงการ G12/48 มีกิจกรรมเพียงกิจกรรมในระยะการผลิตปิโตรเลียม โดยสามารถสรุปกิจกรรมของโครงการ G12/48 ได้ดังแสดงในตารางที่ 1-3

### ตารางที่ 1-3 ภาพรวมกิจกรรมโครงการ G12/48 ประจำปี พ.ศ. 2566

ชื่อแท่น	การสำรวจพื้นที่โครงการ	การติดตั้งท่อใต้ทะเล	การติดตั้งแท่น	การเจาะหลุมผลิต	เริ่มต้นผลิต*
WPS-16 (หรือเดิมคือ G12WP-1)	-	-	-	-	พ.ย. 61

หมายเหตุ: - ไม่มีการดำเนินกิจกรรมดังกล่าวในระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566

\* ปัจจุบันยังคงมีการผลิตอย่างต่อเนื่อง

## 1.4.4 ระยะเตรียมการและติดตั้งโครงสร้าง

### 1.4.4.1 การเตรียมการ

#### 1) การสำรวจสภาพพื้นทะเล

การสำรวจพื้นทะเลเป็นกิจกรรมที่ดำเนินการก่อนการติดตั้งแท่นหลุมผลิตและการวางท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล เพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการกำหนดตำแหน่งแท่นหลุมผลิต รวมถึงการกำหนดเส้นทางเดินเรือและกำหนดจุดทิ้งสมอเรือที่ปลอดภัย โดยกิจกรรมการสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

- การสำรวจภาคสนามทางธรณีเทคนิค โดยการเจาะดิน (Coring) ในตำแหน่งที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิต เพื่อวิเคราะห์ข้อมูลด้านวิศวกรรมดิน
- การสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ ได้แก่ การวัดระดับความลึกด้วยเสียงสะท้อน (Echo-Sounder) การตรวจสอบสภาพใต้พื้นทะเล (Sub-Bottom Profiler) การสำรวจด้วย Side Scan Sonar และการสำรวจแบบดิจิทัล (Digital Survey) เพื่อสำรวจหาตำแหน่งก๊าซระดับตื้น

ทั้งนี้ การดำเนินงานสำรวจสภาพพื้นทะเลเริ่มจากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ เพื่อรวบรวมข้อมูลไปใช้ในการวิเคราะห์และประมวลผล แล้วจึงทำการสำรวจภาคสนามทางธรณีเทคนิค และเมื่อเสร็จสิ้นกิจกรรมการเจาะและเคลื่อนย้ายแท่นเจาะออกจากพื้นที่ดำเนินการแล้ว จะมีการทำการสำรวจพื้นที่ท้องทะเลบริเวณพื้นที่บงกชใต้อีกครั้ง เพื่อตรวจหาเศษวัสดุซึ่งอาจตกหล่นบนพื้นทะเล

#### 2) การแจ้งกำหนดการและข้อมูลให้กับผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

การแจ้งกำหนดการและตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิต แนวท่อขนส่งใต้ทะเล และเส้นทางขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตไปยังพื้นที่บงกชใต้ ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และผู้มีส่วนเกี่ยวข้องต่าง ๆ เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการเดินเรือและการทำประมง

#### 3) การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่บงกชใต้

การก่อสร้างส่วนประกอบของแท่นหลุมผลิต ทั้งโครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต (Jacket) และโครงสร้างส่วนบน (Topside) ดำเนินการก่อสร้างบนฝั่ง แล้วจึงขนส่งไปยังพื้นที่บงกชใต้ทางเรือ

#### 1.4.4.2 การติดตั้งแท่นหลุมผลิต

ก่อนการติดตั้งโครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต (Jacket) ต้องทำการสำรวจพื้นที่ท้องทะเลและสิ่งกีดขวางด้วยหุ่นยนต์ควบคุมระยะไกล (Remote Operated Vehicle, ROV) จากนั้นจึงทำการติดตั้งโครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิตโดยการยกจากเรือบรรทุกทุกในแนวนอน แล้วยกให้ตั้งตรงในแนวตั้งโดยการเปิดวาล์วเพื่อปล่อยอากาศที่อัดไว้ให้ขาแท่นค่อยๆ จมลง และปรับตำแหน่งให้ตั้งอยู่บนพื้นทะเลตามที่กำหนดไว้ โดยใช้อุปกรณ์ระบุตำแหน่ง (Positioning Equipment) และนักประดาน้ำ หลังจากนั้นจึงตอกเสาเข็มผ่านโครงสร้างขาแท่นทั้ง 4 ขา เพื่อยึดโครงสร้างให้มั่นคง แล้วจึงนำโครงสร้างส่วนบนของแท่นหลุมผลิตมาวางประกอบบนโครงสร้างส่วนขาและทำการเชื่อมส่วนประกอบทั้ง 2 ส่วนเข้าด้วยกัน

#### 1.4.4.3 การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลและท่อย่น

แนวท่อขนส่งใต้ทะเลติดตั้งโดยใช้เรือวางท่อ และใช้วิธีการวางแบบ S-Lay Method ท่อจะได้รับการเชื่อมต่อบนเรือ ปรับให้เข้าตำแหน่ง และปล่อยลงสู่ทะเลทางด้านท้ายเรือ อัตราความเร็วในการปล่อยท่อและความเครียด (Stress) ของท่อที่เกิดจากการโค้งงอระหว่างการติดตั้ง จะอยู่ภายใต้การควบคุมเพื่อป้องกันไม่ให้ท่อหักหรือเกิดความเสียหายต่อโครงสร้างของท่อ โดยการวางท่อบนพื้นท้องทะเลจะไม่มีการฝังหรือการขุดร่องลงไปในพื้นที่ทะเล สำหรับท่อย่น (Riser) จะถูกติดตั้งมาพร้อมกับแท่นหลุมผลิต โดยการเชื่อมต่อท่อขนส่งใต้ทะเลกับแท่นหลุมผลิตจะทำโดยนักประดาน้ำ ในการป้องกันการกัดกร่อนของท่อขนส่งใต้ทะเล ท่อย่น และแท่นหลุมผลิตจะใช้วิธี Cathodic Protection

ภายหลังการวางท่อและการติดตั้งท่อย่นเสร็จสิ้นจะมีการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ โดยน้ำทะเลที่ใช้ในการทดสอบท่อต้องมีการปรับสภาพให้มีปริมาณออกซิเจนต่ำ และปราศจากจุลินชีพที่อาจก่อให้เกิดก๊าซที่มีฤทธิ์กัดกร่อน นอกจากนี้ยังมีการผสมสีย้อมที่ในน้ำสำหรับการทดสอบท่อ เพื่อช่วยในการค้นหารอยรั่วของท่อขนส่งใต้ทะเลในระหว่างการทดสอบ ทั้งนี้ สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเลเป็นสารเคมีที่มีความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

ทั้งนี้ ภายหลังจากการติดตั้ง ทดสอบ และเริ่มใช้งานท่อขนส่งปิโตรเลียมแล้ว จะดำเนินการตรวจสอบสภาพท่อตามมาตรฐานต่าง ๆ ที่ได้กำหนดไว้ เช่น การตรวจสอบสภาพภายนอกด้วย ROV หลังจากที่มีการวางท่อเสร็จสิ้น การตรวจสอบสภาพภายในด้วยกระสวย (Intelligent Pig) รวมทั้งตรวจสอบสภาพและระบบการป้องกันการกัดกร่อนของท่อ การใช้สารป้องกันการกัดกร่อนภายในท่อ การตรวจนับประจุของเหล็กในของเหลว เป็นต้น เพื่อลดความเสียหายของระบบท่อขนส่งใต้ทะเล

### 1.4.5 ระเบียบหลุมผลิต

#### 1.4.5.1 แท่นเจาะ

การเจาะหลุมผลิต จะดำเนินการโดยใช้แท่นเจาะชนิดหยั่งติดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up Rig) หรือแท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender Rig) ซึ่งการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะทั้ง 2 ชนิด จะต้องใช้เรือสนับสนุนทำหน้าที่ลากจูงแท่นเจาะเข้ามายังตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และเมื่อเคลื่อนย้ายแท่นเจาะมาถึงตำแหน่งใกล้แท่นหลุมผลิตแล้ว ก็จะมีการติดตั้งแท่นเจาะและอุปกรณ์ต่าง ๆ ให้พร้อมก่อนเริ่มปฏิบัติการเจาะหลุมผลิต

#### 1.4.5.2 การออกแบบหลุมและท่อกรู

การออกแบบหลุมผลิตพิจารณาจากปัจจัยสำคัญ ได้แก่ ความเสี่ยงในการพบก๊าซระดับตื้น (Shallow Gas) น้ำหนักของน้ำโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตเปรียบเทียบกับแรงดันภายในหลุม ความไม่แน่นอนหรือความผิดปกติของแรงดันในช่วงใดช่วงหนึ่งของหลุม โดยหลุมผลิตในพื้นที่บงกชใต้ ได้รับการออกแบบให้มี 3-4 ช่วง รายละเอียดดังตารางที่ 1-4

ตารางที่ 1-4 การออกแบบหลุมผลิตในพื้นที่โครงการบงกชใต้

ช่วงของการเจาะ	เส้นผ่านศูนย์กลาง หลุมเจาะ	เส้นผ่านศูนย์กลาง ท่อกรู	ความลึกจริงในแนวตั้ง (True Vertical Depth)		ความลึกจริงในแนวหลุม (True Measure Depth)	
	นิ้ว	นิ้ว	ฟุต	เมตร	ฟุต	เมตร
<b>กรณีหลุมแบบ 3 ช่วง</b>						
ช่วงที่ 1	12 ¼	9 ⅝	1,148	350	1,148	350
ช่วงที่ 2	8 ½	7	4,921	1,500	6,562	2,000
ช่วงที่ 3	6 ⅛	3 ½	10,171	3,100	12,467	3,800
<b>กรณีหลุมแบบ 4 ช่วง</b>						
ช่วงที่ 1	14 ¾	13 ⅜	1,148	350	1,148	350
ช่วงที่ 2	12 ¼	9 ⅝	4,921	1,500	5,906	1,800
ช่วงที่ 3	8 ½	7	7,218	2,200	9,843	3,000
ช่วงที่ 4	6 ⅛	3 ½	11,155	3,400	13,123	4,000

ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ระยะที่ 2 ของ ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งบงกชใต้ อ่าวไทย, 2559

#### 1.4.5.3 ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ

ของเหลวหรือสารเคมีหลักที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิต จำแนกเป็น 2 ประเภท ได้แก่ ของเหลวช่วยเจาะหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Drilling Fluid) และของเหลวที่ใช้ผสมกับซีเมนต์ (Cement Spacer) ดังนี้

- โคลนที่ใช้ในการเจาะ (Drilling Fluid)

- กรณีการเจาะหลุมแบบ 3 ช่วง - ใช้น้ำทะเลในการเจาะช่วงหลุมที่ 1 ใช้โคลนชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Base Mud, WBM) ในการเจาะช่วงหลุมที่ 2 และใช้โคลนชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Base Mud, SBM) ในการเจาะช่วงหลุมที่ 3
- กรณีการเจาะหลุมแบบ 4 ช่วง - ใช้น้ำทะเลในการเจาะช่วงหลุมที่ 1 และใช้โคลนชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Base Mud, SBM) ในการเจาะช่วงหลุมที่ 2-4

- **ของเหลวที่ผสมกับซีเมนต์ (Cement Spacer)** ใช้กันระหว่างผนังหลุมเจาะกับท่อกรุเพื่อป้องกันการพังทลายและเพิ่มความแข็งแรงของหลุมเจาะ

#### 1.4.5.4 การจัดการของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะ

เศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะในแต่ละช่วง ถูกจัดการด้วยวิธีการที่แตกต่างกันดังนี้

- การเจาะหลุมช่วงที่ 1 เป็นการเจาะเปิดปากหลุมโดยใช้น้ำทะเลเป็นของเหลวช่วยเจาะ การเจาะช่วงนี้ยังไม่มีติดตั้งท่อกรุ จึงไม่สามารถนำเศษหินจากการเจาะกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะได้ ดังนั้นเศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจะไหลออกจากหลุมแล้วกองอยู่บนพื้นท้องทะเลบริเวณปากหลุม
- การเจาะช่วงที่ 2-4 เป็นการเจาะที่มีการติดตั้งท่อกรุแล้ว ดังนั้นจึงสามารถนำเศษหินและโคลนเจาะกลับขึ้นมายังระบบควบคุมของแท่นบนแท่นเจาะเพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินแล้วจึงนำกลับมาใช้ใหม่เพื่อลดปริมาณโคลนที่ติดไปกับเศษหินที่จะระบายลงสู่ทะเล ทั้งนี้ ผู้รับเหมาในการเจาะ จะควบคุมให้เศษหินที่ปล่อยทิ้งสู่ทะเลมีปริมาณโคลนเจาะติดไปกับเศษหิน (Oil on Cuttings, OOC) สำหรับช่วงที่มีการเจาะด้วย SBM ไม่เกินร้อยละ 12 ส่วนโคลนเจาะที่แยกออกมาได้จะนำไปปรับสภาพเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่

#### 1.4.5.5 การหยั่งธรณีหลุมเจาะ

การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Wireline Logging) เป็นการเก็บข้อมูลสมบัติของชั้นหิน เพื่อนำมาใช้จำแนกชนิดของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ความลึก และความหนาของชั้นหินแต่ละช่วง รวมทั้งเพื่อใช้จำแนกคุณสมบัติการนำไฟฟ้าของชั้นหิน ระบุชนิดของเหลว และปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนที่บรรจุอยู่ในชั้นหินที่มีรูพรุน โดยอุปกรณ์สำคัญที่ใช้ในการหยั่งธรณีหลุมเจาะ ได้แก่

- อุปกรณ์ Downhole Instrument ปัจจุบันใช้วิธี Falk Fluid Density แทนการใช้วัตถุกำเนิดรังสีเพื่อทำหน้าที่ตรวจวัดข้อมูล
- อุปกรณ์บันทึกข้อมูลที่คำนวณได้
- สายเคเบิลหรือสาย Wireline เพื่อเชื่อมต่อข้อมูลและอุปกรณ์บันทึกในหลุม
- รอกยก

#### 1.4.6 ระยะเวลาเตรียมหลุมผลิต

กิจกรรมในระยะเตรียมหลุมผลิต ประกอบด้วย การติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิต (Well Completion) การเจาะท่อกรุ (Perforating) และการทดสอบอัตราการผลิตและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิต (Production Well Testing) ก่อนที่จะเริ่มดำเนินการส่งปิโตรเลียมไปยังแท่นผลิต โดยจะใช้ Mobile Unit ในการปฏิบัติงาน เนื่องจากเป็นชุดอุปกรณ์ที่เคลื่อนย้ายไปติดตั้งอยู่บนแท่นหลุมผลิตได้ง่ายและรวดเร็ว โดยมีขั้นตอนการดำเนินงานสรุปได้ ดังนี้



- การติดตั้งอุปกรณ์การผลิต (Well Completion) โดยอุปกรณ์หลักที่จะต้องดำเนินการติดตั้งสำหรับการผลิต คือ ท่อผลิต (Tubing) ขนาด 3 ½ นิ้ว
- การเจาะท่อกรู (Perforating) หลังจากติดตั้งท่อผลิตแล้ว จึงจะดำเนินการเจาะท่อกรู (Perforating) เพื่อเปิดช่องทะลุผ่านท่อผลิต ซีเมนต์ และท่อกรู เพื่อให้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไหลเข้าสู่ท่อผลิต
- การติดตั้งวาล์วนิรภัย (Safety Valves) ทั้งวาล์วที่อยู่ในหลุมเจาะ (Downhole Safety Valve) และวาล์วที่อยู่ที่ปากหลุมบนแท่นหลุมผลิต (Christmas Tree) แล้วจึงตรวจสอบการทำงานของวาล์ว (Testing) และทดลองใช้งาน (Commissioning) ก่อนที่จะเปิดวาล์วให้ปิโตรเลียมไหลเข้าสู่ระบบบนแท่นหลุมผลิตต่อไป

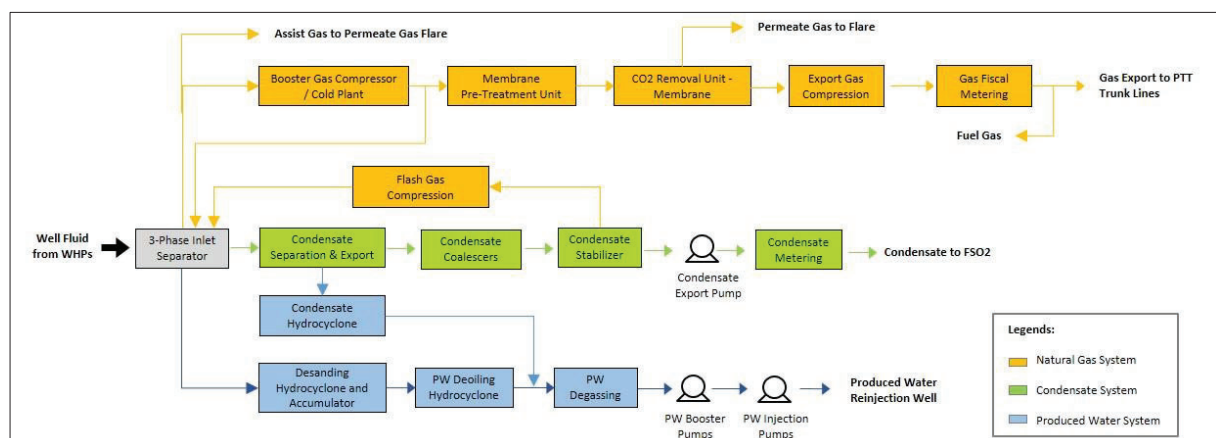
## 1.4.7 ระยะดำเนินการ

### 1.4.7.1 การผลิตปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิต จะขนส่งผ่านระบบท่อใต้ทะเลเข้าสู่แท่นผลิต โดยปิโตรเลียมจะเข้าสู่ Inlet Separator เป็นขั้นตอนแรก เพื่อแยกปิโตรเลียมออกเป็น 3 ส่วน ซึ่งได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำจากกระบวนการผลิต จากนั้นจึงเข้าสู่ส่วนที่เป็นระบบการผลิต ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 3 ระบบหลัก ได้แก่

- ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติ
- ระบบการผลิตคอนเดนเสท
- ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

รูปที่ 1-4 แสดงแผนภาพโดยย่อของระบบการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิต โดยมีรายละเอียดของแต่ละระบบโดยสังเขป ดังแสดงในหัวข้อถัดไป



รูปที่ 1-4 แผนภาพแสดงภาพรวมของระบบการผลิตปิโตรเลียมที่แท่นผลิต

## 1) ระบบการผลิตก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่แยกได้จาก Inlet Separator จะผ่านกระบวนการดังต่อไปนี้

- การเพิ่มแรงดันก๊าซเพื่อเข้าสู่ระบบการผลิต (Booster Gas Compressors) – เป็นการเพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่ระบบการผลิต
- การแยกปรอทออกจากก๊าซ (Membrane Pre-Treatment Unit) – เป็นการแยกปรอทออกจากก๊าซโดยใช้วิธีการดูดซับทางเคมี เพื่อให้ปริมาณปรอทในก๊าซเป็นไปตามข้อกำหนดคุณภาพก๊าซธรรมชาติเพื่อจำหน่าย (Sales Gas Specification)
- การแยกการ์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซ (CO<sub>2</sub> Removal Unit - Membrane) – ก๊าซธรรมชาติที่ได้จากแหล่งบงกชใต้จะมีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์เกินกว่าข้อกำหนดคุณภาพก๊าซธรรมชาติเพื่อจำหน่าย ดังนั้นจึงต้องลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ ด้วยการปรับอุณหภูมิของก๊าซด้วยระบบ Pre-Treatment System และใช้เยื่อเลือกผ่าน (Membrane) เพื่อแยกการ์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ โดยก๊าซที่มีความเข้มข้นของคาร์บอนไดออกไซด์สูงที่แยกได้จากระบบ (Permeate Gas) จะถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซ
- ระบบก๊าซเชื้อเพลิง (Fuel Gas) – เป็นระบบการนำก๊าซธรรมชาติที่ได้จากระบบการผลิตไปใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับเครื่องยนต์กังหันก๊าซบนแท่นผลิต
- ระบบนำเือก๊าซกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต (Flash Gas Compressor) – ทำหน้าที่นำไฮโดรคาร์บอนเบาจากระบบการผลิตคอนเดนเสทกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ
- การเพิ่มแรงดันก๊าซเพื่อส่งขาย (Export Gas Compression) – เป็นการเพิ่มแรงดันของก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมก่อนส่งเข้าสู่ระบบท่อประธาน (PTT Trunk lines) ของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

## 2) ระบบการผลิตคอนเดนเสท

ระบบการผลิตคอนเดนเสท ประกอบด้วยส่วนประกอบหลัก ดังนี้

- ระบบแยกน้ำและคอนเดนเสท (Condensate Separator and Export) - ทำหน้าที่แยกส่วนที่เป็นน้ำจากกระบวนการผลิตออกจากคอนเดนเสท โดยน้ำจากกระบวนการผลิตจะส่งไปยังระบบการจัดการน้ำ ส่วนคอนเดนเสทจะส่งไปยังกระบวนการผลิตคอนเดนเสทต่อไป
- ระบบลดความชื้นของคอนเดนเสท (Condensate Coalescer) และระบบปรับเสถียรคอนเดนเสท (Condensate Stabilizer) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้ความร้อนในการกลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนเบา (Light Hydrocarbon) ออกจากคอนเดนเสทเพื่อให้แรงดันไอของคอนเดนเสทอยู่ในระดับที่ปลอดภัยและเป็นไปตามข้อกำหนดตามสัญญาการซื้อขาย

### 3) ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ประกอบด้วย ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำจากกระบวนการผลิต (Produced Water Treatment Facilities) ซึ่งได้แก่ การแยกทรายและน้ำมันออกจากน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนส่งไปยังระบบสูบน้ำอัดกลับ ซึ่งประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำอัดกลับ (Produced Water Injection Pump) จำนวน 3 เครื่อง โดยแต่ละเครื่องมีความสามารถในการอัดกลับน้ำประมาณ 9,963 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ในระหว่างวันที่ 1 มกราคม ถึง 7 มีนาคม พ.ศ. 2566 โครงการบงกชใต้ มีปริมาณน้ำที่อัดลงหลุมประมาณ 14,025 บาร์เรลต่อวัน ดังนั้นในสถานะปกติจะมีการใช้งาน เครื่องสูบน้ำอัดกลับ 2 เครื่อง และสำรองไว้ 1 เครื่อง

ปัจจุบันโครงการบงกชใต้มีหลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well) ที่แทนหลุมผลิต WPS1 จำนวน 3 หลุม ได้แก่ หลุม EEST EW และ BST

## 1.5 การดำเนินงานและการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ

### 1.5.1 การดำเนินงานตามมาตรการฯ

#### 1.5.1.1 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1

ตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตก๊าซธรรมชาติปีที่ 1 จนถึงปัจจุบัน โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ได้มีการดำเนินงานตาม มาตรการฯ ที่กำหนดในรายงานฯ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแต่ละกิจกรรม โดยที่ผ่านมาโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1 ได้มีการ จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ให้กับ ชร. และ สผ. รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1-5

ตารางที่ 1-5 การจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 1

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือนจัดส่ง
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 1	มกราคม พ.ศ. 2557
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 2	ตุลาคม พ.ศ. 2557
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 3	สิงหาคม พ.ศ. 2558
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 4	ตุลาคม พ.ศ. 2559
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 5	มกราคม พ.ศ. 2561
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 6	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 7	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 8	มกราคม พ.ศ. 2563
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 9	มกราคม พ.ศ. 2564
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 10	มกราคม พ.ศ. 2565
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ระยะผลิตปีที่ 11	มกราคม พ.ศ. 2566

### 1.5.1.2 โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2

โครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 เริ่มดำเนินการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับแรกเมื่อปี พ.ศ. 2559 จนถึงปัจจุบันโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ได้มีการดำเนินงานตามมาตรการฯ ที่กำหนดในรายงานฯ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแต่ละกิจกรรม โดยที่ผ่านมาโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2 ได้มีการจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ให้กับ ชร. และ สผ. รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1-6

ตารางที่ 1-6 การจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการบงกชใต้ ระยะที่ 2

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือนจัดส่ง
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2559	กันยายน พ.ศ. 2561
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2560	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2561	มกราคม พ.ศ. 2562
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2562	มกราคม พ.ศ. 2563
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2563	มกราคม พ.ศ. 2564
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2564	มกราคม พ.ศ. 2565
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2565	มกราคม พ.ศ. 2566

### 1.5.1.3 โครงการ G12/48

ตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตก๊าซธรรมชาติปีที่ 1 จนถึงปัจจุบันโครงการ G12/48 ได้มีการดำเนินงานตามมาตรการฯ ที่กำหนดในรายงานฯ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแต่ละกิจกรรม โดยที่ผ่านมาโครงการ G12/48 ได้จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ให้กับ ชร. สผ. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1-7

ตารางที่ 1-7 การจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ผ่านมาของโครงการ G12/48

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ	เดือนจัดส่ง
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	มกราคม พ.ศ. 2564
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2564	มกราคม พ.ศ. 2565
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี พ.ศ. 2565	มกราคม พ.ศ. 2566

## 1.5.2 การจัดทำและนำเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ฉบับนี้ จัดทำขึ้นตามกรอบของคู่มือการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล ซึ่งจัดทำขึ้นโดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมร่วมกับสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย พ.ศ. 2553 โดยจะนำเสนอต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องดังต่อไปนี้

- สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จำนวน 2 ฉบับ พร้อม CD-ROM 2 ชุด
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จำนวน 1 ฉบับ พร้อม CD-ROM 1 ชุด
- สำนักทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัดปัตตานีและจังหวัดสงขลา สำนักงานละ 1 ฉบับ พร้อม CD-ROM 1 ชุด