



รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ
ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
(ฉบับปกปิดข้อมูลที่มีกฎหมายคุ้มครอง)



ที่ตั้ง	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ชื่อเจ้าของโครงการ	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ที่อยู่เจ้าของโครงการ	555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
การมอบอำนาจ	() เจ้าของโครงการได้มอบอำนาจให้ บริษัท สะสมความดี จำกัด เป็นผู้ดำเนินการเสนอรายงาน ดัชนีหนังสือมอบอำนาจที่แนบ (✓) เจ้าของโครงการมิได้มอบอำนาจแต่อย่างใด

รายงานฉบับสมบูรณ์
(รายงานฉบับหลัก)

ธันวาคม 2566

SaSomKwamDEE

จัดทำโดย
บริษัท สะสมความดี จำกัด
ใบอนุญาตที่ 22/2565

คำนำ

รายงานฉบับสมบูรณ์ของ “รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)” ฉบับนี้ ได้รวบรวมข้อมูลตามที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ 7/2566 เมื่อวันที่ 3 พฤศจิกายน 2566 ตามหนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่ ทส. 1009.2/21798 เรื่อง แจ้งผลการพิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ลงวันที่ 7 พฤศจิกายน 2566

รายงานฉบับสมบูรณ์ชุดนี้ ประกอบด้วยรายงานทั้งหมด 2 เล่ม ดังนี้



1. รายงานฉบับหลัก
2. รายงานภาคผนวก

ธันวาคม 2566

คณะผู้จัดทำรายงาน

บริษัท สะสมความดี จำกัด

SaSomKwamDEE

สำเนาหนังสือแจ้งผลการพิจารณา
รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ
ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย
หมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)



ที่ ทส ๑๐๐๙.๒/ ๒๑๗๙๘



สำนักงานนโยบายและแผน

ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

๑๑๘/๑ อาคารทิปโก้ ๒ ถนนพระรามที่ ๖

แขวงพญาไท เขตพญาไท กรุงเทพฯ ๑๐๕๐๐

๗ พฤศจิกายน ๒๕๖๖

เรื่อง แจ้งผลการพิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

เรียน กรรมการผู้จัดการบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

อ้างถึง ๑. หนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่ ทส ๑๐๐๙.๒/๑๖๘๗๒ ลงวันที่ ๕ กันยายน ๒๕๖๖

๒. หนังสือบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ที่ ปตท.สผ. ๑๒๑๔๖/๐๐-๑๑๓๗๐/๒๐๒๓ ลงวันที่ ๙ ตุลาคม ๒๕๖๖

สิ่งที่ส่งมาด้วย มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ต้องยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด

ตามหนังสือที่อ้างถึง ๑ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้แจ้งผลการพิจารณาคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาปิโตรเลียม ในการประชุมครั้งที่ ๖/๒๕๖๖ เมื่อวันที่ ๑๑ สิงหาคม ๒๕๖๖ มีมติไม่ให้ความเห็นชอบ รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A และรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ ๒ แปลง 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)) และตามหนังสือที่อ้างถึง ๒ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ได้เสนอรายงานฯ ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม ครั้งที่ ๑ จัดทำรายงานโดย บริษัท สะสมความดี จำกัด ให้สำนักงานนโยบายฯ ดำเนินการตามขั้นตอนการพิจารณารายงาน ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

สำนักงาน...

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้เสนอรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมฉบับแก้ไขเพิ่มเติมดังกล่าวให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาศูนย์วิจัยและพัฒนาปิโตรเลียมในการประชุมครั้งที่ ๗/๒๕๖๖ เมื่อวันที่ ๓ พฤศจิกายน ๒๕๖๖ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติให้ความเห็นชอบรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) โดยให้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด รายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย พร้อมทั้งประสานผู้ได้รับใบอนุญาตเป็นผู้จัดทำรายงานฯ เพื่อจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์ให้เป็นไปตามประกาศสำนักงานนโยบายฯ เรื่อง แนวทางการจัดส่งรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมลงวันที่ ๕ เมษายน ๒๕๖๕ ต่อไป และหากได้รับอนุญาตจากหน่วยงานอนุญาตแล้ว ขอความร่วมมือส่งสำเนาใบอนุญาตพร้อมเงื่อนไขให้สำนักงานนโยบายฯ ทราบด้วย ทั้งนี้ได้มีหนังสือแจ้งบริษัท สะสมความดี จำกัด เพื่อดำเนินการในส่วนที่เกี่ยวข้องต่อไปด้วยแล้ว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบ

ขอแสดงความนับถือ

(นางอินทิรา เอี่ยมฉัตร)

รองเลขาธิการฯ ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

กองประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โทรศัพท์ ๐ ๒๒๖๕ ๖๕๐๐ ต่อ ๖๗๙๓ (สุชาธิษณ์)

โทรสาร ๐ ๒๒๖๕ ๖๖๑๖

ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ saraban@onep.go.th

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ
ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ชื่อโครงการ (เดิม)	1. โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย 2. โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย
ชื่อโครงการ (ใหม่)	โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ที่ตั้ง	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ชื่อเจ้าของโครงการ	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ที่อยู่เจ้าของโครงการ	555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
การมอบอำนาจ	() เจ้าของโครงการได้มอบอำนาจให้ บริษัท สะสมความดี จำกัด เป็นผู้ดำเนินการเสนอรายงาน ดัชนีหนังสือมอบอำนาจที่แนบ (✓) เจ้าของโครงการมิได้มอบอำนาจแต่อย่างใด

จัดทำโดย

บริษัท สะสมความดี จำกัด

ใบอนุญาตที่ 22/2565

SaSomKwamDEE



มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ต้องยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด



ที่ตั้ง	แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ชื่อเจ้าของโครงการ	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ที่อยู่เจ้าของโครงการ	555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
การมอบอำนาจ	() เจ้าของโครงการได้มอบอำนาจให้ บริษัท สะสมความดี จำกัด เป็นผู้ดำเนินการเสนอรายงาน ดัชนีหนังสือมอบอำนาจที่แนบ (✓) เจ้าของโครงการมิได้มอบอำนาจแต่อย่างใด

พฤศจิกายน 2566

SaSomKwamDEE

จัดทำโดย
บริษัท สะสมความดี จำกัด
ใบอนุญาตที่ 22/2565

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
ที่โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ต้องยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด



เจ้าของโครงการ

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 19-36
ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900

SaSomKwamDEE

บริษัทที่ปรึกษาผู้จัดทำรายงานฯ และมาตรการฯ

บริษัท สะสมความดี จำกัด
เลขที่ 679 ซอยหลังหมู่บ้านฉัตรแก้ว ถนนแฮปปี้แลนด์สาย 1
แขวงคลองจั่น เขตบางกะปิ กรุงเทพฯ 10240

รับรองการจัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ
ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

รับรองการจัดทำรายงานฯ และมาตรการฯ

(นายถาวร ชินะธิมาตร์มงคล)
บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน
บริษัท สะสมความดี จำกัด
พฤษภาคม 2566

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอาทิตย์
แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 14A 15A และ 16A ของ
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ต้องยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ของโครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (“โครงการฯ”) ได้กำหนดให้มีความครอบคลุม การดำเนินกิจกรรมทุกระยะของโครงการฯ เพื่อให้ทั้งผู้ปฏิบัติตามและผู้ตรวจประเมิน สามารถปฏิบัติตามและ ตรวจสอบประเมินผลการปฏิบัติได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีองค์ประกอบดังต่อไปนี้

1. หัวข้อที่ 1 มาตรการทั่วไป โดยแสดงมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการฯ ในตารางที่ 1

2. หัวข้อที่ 2 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยแบ่งเป็น 3 ส่วน ดังนี้

- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 2
- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต ดังแสดงในตารางที่ 3
- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 4

3. หัวข้อที่ 3 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยแบ่งเป็น 3 ส่วน ดังนี้

- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 5
- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต ดังแสดงในตารางที่ 6
- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) ดังแสดงในตารางที่ 7
- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS) ดังแสดงในตารางที่ 8

4. หัวข้อที่ 4 การเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 1/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมัตถ์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

1 มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการ

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ ซึ่งเป็นมาตรการพื้นฐานตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์การเรียนรู้ในทะเล ของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2562 ดังแสดงในตารางที่ 1

ตารางที่ 1: มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการฯ

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ
1. นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ไปกำหนดในเงื่อนไขสัญญาว่าจ้างการดำเนินงานต่างๆ ของบริษัทผู้รับเหมา เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ
2. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชด.) ในระยะเวลาที่กำหนด
3. จัดให้มีแผนการประชาสัมพันธ์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ อย่างน้อย 1 เดือน โดยจัดส่งข้อมูลแผนการติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียตามที่ระบุในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
4. จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนของประชาชนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดย ปตท.สผ. จะต้องติดต่อกลับและแจ้งรับเรื่องกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งดำเนินการตรวจสอบและแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ
5. หากได้รับการร้องเรียนจากประชาชนว่าได้รับความเดือดร้อนรำคาญจากโครงการฯ หรือสาธารณะประโยชน์ได้รับความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้ตรวจสอบแล้ว พบว่า ปตท.สผ. ไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ ปตท.สผ. จะหยุดดำเนินการ จนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้น
6. หากเกิดผลกระทบหรือความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติระบุว่าเกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ปตท.สผ. จะระงับเหตุและแก้ไขผลกระทบให้เสร็จสิ้นโดยเร็วที่สุด
7. ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ โบราณคดีได้นำ ปตท.สผ. จะต้องหยุดดำเนินโครงการฯ ทันที และรายงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากกรมศิลปากรเข้าดำเนินการตรวจสอบพื้นที่ ทั้งนี้ หากพิสูจน์แล้วพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีได้นำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี ปตท.สผ. จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 2/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมัตถ์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ

8. ในกรณีที่ ปตท.สผ. มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้ให้ความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว ให้ ปตท.สผ. เสนอรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณา ดังนี้
- 8.1 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า หรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ รับผิดชอบการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการเปลี่ยนแปลงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับผิดชอบไว้ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ
- 8.2 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จัดส่งรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ คณะที่เกี่ยวข้องพิจารณา ให้ความเห็นชอบ ประกอบก่อนการเปลี่ยนแปลงมาตรการดังกล่าว และเมื่อโครงการฯ หรือกิจกรรมมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้ความเห็นชอบประกอบแล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแจ้งผลการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทราบด้วย

พฤษภาคม 2566

ลงนาม (เจ้าของโครงการ)

(นายพิษณุ แสงจันทร์)
ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

รับรองจำนวนหน้า 3/69

ลงนาม (ที่ปรึกษา)

(นายถาวร ชินะธิดาธรรมมงคล)
บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน
บริษัท สะสมความดี จำกัด

2.1.1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม จะครอบคลุมการดำเนินงานตามแผนการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดผลกระทบ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังแสดงในตารางที่ 2 ซึ่งมีผู้รับผิดชอบดำเนินการ คือ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) โดยแบ่งหัวข้อตามปัจจัยสิ่งแวดล้อม และเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังนี้

1. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ
2. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล
3. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล
4. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการประมง
5. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำและทางบก
6. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ
7. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อโบราณคดีใต้น้ำ
8. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน
9. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพของประชาชน และการให้บริการด้านสุขภาพ
10. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการโดนกันของเรือ
11. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 4/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ)	ลงนาม (ที่ปรึกษา)
(นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	(นายถาวร ชินะธิดาธรรมมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ 1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรมตามแผนงานของ ปตท.สผ.	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.1.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย 2.1.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">▪ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด▪ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการน้ำปนเปื้อนน้ำมัน	2.2.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในท้องเครื่อง▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book)	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 5/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจาก การจัดการน้ำปนเปื้อนน้ำมัน (ต่อ)	<p>2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมัน สำหรับเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยต้องเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือ เพื่อสุบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน <p>2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน และบริเวณดาดฟ้าของเรือและแท่นหลุมผลิต เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมัน และสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิดฝนตก</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.2.7 ตรวจสอบภาชนะที่รวบรวมน้ำปนเปื้อนให้อยู่ในสภาพดี ไม่เกิดการรั่วซึม เพื่อป้องกันการรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีสู่ทะเล</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

<p>พฤศจิกายน 2566</p> <p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>	<p>รับรองจำนวนหน้า 6/69</p>
--	---	-----------------------------

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอนพื้นที่องทะเล (ต่อ)	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อ คุณภาพน้ำทะเลจาก การระบายน้ำที่ใช้ใน การทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	2.3.1 ใช้สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล (เช่น สารป้องกันการผุกร่อน สารลดออกซิเจน และสีย้อม) ที่สามารถย่อยสลายได้ทางชีวภาพ ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม หรือมีอันตราย ต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด 2.3.2 ส่งน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ ไปตามระบบท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังแท่นผลิต เพื่อจัดการเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต 2.3.3 หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำ ให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น	<ul style="list-style-type: none"> แนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่ติดตั้งใหม่ หลุมอัดกลับน้ำ 	ปตท.สผ.
	2.4 การทอดสมอเรือ การติดตั้ง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อ ขนส่งใต้ทะเล อาจส่งผลให้เกิด การฟุ้งกระจายของดินตะกอน พื้นท้องทะเล ซึ่งจะทำให้ ค่าของแข็งแขวนลอย และ ความขุ่นของน้ำทะเลเพิ่มสูงขึ้น ชั่วคราว	2.4.1 ติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลในบริเวณที่กำหนดไว้ ตามที่ได้รับความเห็นชอบ จากหน่วยงานกำกับแล้วเท่านั้น 2.4.2 ใช้วิธีการวางท่อบนพื้นทะเลโดยไม่มีการฝังหรือการขุดร่องลงไปในพื้นที่ทะเล 2.4.3 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือ เกากับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่	<ul style="list-style-type: none"> โครงสร้างส่วนขาของแท่น หลุมผลิต แนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.

<p>พฤษภาคม 2566</p> <p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกลายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>รับรองจำนวนหน้า 7/69</p> <p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>
--	--

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะ และคุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	<p>2.5.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติ ก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.5.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p> <p>2.5.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่น ๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p> <p>2.5.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติ และอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น</p> <p>2.5.5 จัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.5.6 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
		<p>2.5.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ สถานที่บำบัดหรือกำจัดของเสีย 	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 8/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาตรมมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการตรวจสอบสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วยอุปกรณ์ Side Scan Sonar การแล่นเรือ การวางท่อ และการติดตั้งแท่นหลุมผลิต	<p>3.1.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่จัดเตรียมไว้ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสี่ยงจากการสึกหรอของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ</p> <p>3.1.2 จำกัดขนาดพื้นที่สำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล ให้อยู่ในพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และ 500 เมตร ตามแนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่จะติดตั้งเท่านั้น</p> <p>3.1.3 การสำรวจสภาพพื้นที่ทะเลของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ และมีนโยบายในการดำเนินงานตามหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice) และเป็นสากล ซึ่งรวมถึงมีการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นต่อสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ใช้เรือแล่นสำรวจในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และโดยรอบ เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่สำรวจ ก่อนสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ▪ ในขณะที่เริ่มสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ให้ทำ Soft start โดยเริ่มเปิด-ปิดอุปกรณ์ส่งคลื่นด้วยความถี่ต่ำๆ ก่อนเป็นระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 20 นาที เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่ดำเนินการ ▪ หากพบว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมอยู่ในรัศมี 1 กิโลเมตร จากตำแหน่งเรือสำรวจ หรือตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ให้ชะลอการดำเนินการออกไปจนกว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมจะเคลื่อนย้ายออกนอกระยะรัศมี 1 กิโลเมตร <p>3.1.4 หากพบสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเลระหว่างการดำเนินงาน ให้บันทึกจำนวนและชนิดของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ เพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงในอนาคต</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 9/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล (ต่อ)	3.2 ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเลจากการทอดสมอ การติดตั้งโครงสร้าง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งอาจก่อให้เกิดการฟุ้งกระจายของดินตะกอนพื้นท้องทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	3.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล 3.2.2 ออกแบบและติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลตามมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง 3.2.3 วางท่อขนส่งใต้ทะเลลงบนพื้นท้องทะเลโดยไม่มีการฝังกลบหรือการขุดร่อง	<ul style="list-style-type: none"> ▪ โครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.
	3.3 ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเล ที่เกิดขึ้นจากการระบายสิ่งปฏิกูล น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค น้ำทิ้งที่อาจปนเปื้อนน้ำมัน และน้ำทิ้งจากการทดสอบท่อ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	3.3.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 10/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอขายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมงและการทำประมง	<p>4.1.1 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานไปยังหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และกรมเจ้าท่า</p> <p>4.1.2 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานให้กับสมาคมประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย</p>	<p>▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ</p>	ปตท.สผ.
		<p>4.1.3 สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ และบริเวณโดยรอบก่อนติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้ง หรือเครื่องมือประมงใดๆ อยู่ในพื้นที่ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ</p> <p>4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย</p>	<p>▪ ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม</p>	ปตท.สผ.
		<p>4.1.5 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยให้ตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไข เหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม</p> <p>4.1.6 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.</p>	<p>▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ</p>	ปตท.สผ.

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำและทางบก	5.1 การลากจูงและการติดตั้งแท่นหลุมผลิตซึ่งกำหนดให้มีเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตรโดยรอบแท่นหลุมผลิตอาจกีดขวางการเดินเรือพาณิชย์ และเรือประมงพาณิชย์ ให้ต้องแล่นเรือเลี่ยงพื้นที่ดำเนินการของโครงการฯ	5.1.1 จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ	▪ ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม	ปตท.สผ.
		5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">▪ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิต และให้มีการแจ้งเตือน เมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย▪ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นหลุมผลิตได้ชัดเจน		
		5.1.3 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (หัวข้อ 4.1)	▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ	ปตท.สผ.
		5.1.4 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา จะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุม และการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	5.2 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ระหว่างการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ	5.2.1 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น <ul style="list-style-type: none">▪ จำกัดความเร็วการขับขีรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด▪ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล้อมให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น▪ ผู้ขับขีรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด▪ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ	▪ เส้นทางขนส่งขนบงกและพื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 12/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
6. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	6.1 กิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ อาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้	6.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงาน ต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ 6.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมทั้งจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ 	ปตท.สผ.
7. โบราณคดีใต้น้ำ	7.1 บริเวณพื้นที่โครงการฯ อาจมีแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี ซึ่งการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ อาจส่งผลกระทบต่อแหล่งโบราณคดีใต้น้ำดังกล่าว	7.1.1 หากพบวัตถุหรือพื้นที่ที่อาจเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำ ในระหว่างทำการสำรวจพื้นที่โครงการฯ ด้วยเครื่องสำรวจแบบ Side Scan Sonar โครงการฯ จะต้องรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร เข้าตรวจสอบพื้นที่ต่อไป ซึ่งกรณีผลการตรวจสอบพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม 	ปตท.สผ.
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน	8.1.1 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน 8.1.2 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง 8.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 8.1.4 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ	<ul style="list-style-type: none"> เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 13/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอขายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.5 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</p> <p>8.1.6 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุการ และวิธีการรักษา</p> <p>8.1.7 ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยปฏิบัติตามแผนบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ</p> <p>8.1.8 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขาอนามัย และสุขาภิบาล สิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี <p>8.1.9 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 14/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพของประชาชนและการให้บริการด้านสุขภาพ	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของ ฐานสนับสนุนบนฝั่งของโครงการฯ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บ และกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงาน	9.1.1 กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินหรือมีการเจ็บป่วยหรือบาดเจ็บรุนแรง และจำเป็นต้องเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ ดำเนินการส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่ใกล้ที่สุดและมีความพร้อมทั้งด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ 	ปตท.สผ.
	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นในบริเวณรอบ ฐานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงเส้นทางการขนส่งวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีมายังบริเวณ ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และการขนส่งของเสียจากฐานสนับสนุนบนฝั่งเพื่อนำไปกำจัด	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล ข้อ 2.5 9.2.2 ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก ข้อ 5.2	<ul style="list-style-type: none"> เส้นทางการขนส่งบนบก พื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 15/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 2: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2) 10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972) 10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที 10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
11. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี 11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 16/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอขายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

2.1.2 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต จะครอบคลุมการดำเนินงานตามแผนการเจาะหลุมผลิต และหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ Carbon Capture and Storage หรือ CCS ที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ

ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดพร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังแสดงในตารางที่ 3 ซึ่งมีผู้รับผิดชอบดำเนินการ คือ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) โดยแบ่งหัวข้อตามปัจจัยสิ่งแวดล้อม และเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังนี้

1. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ
2. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล
3. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล
4. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการประมง
5. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ
6. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางบก
7. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ
8. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน
9. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง
10. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการโดนกันของเรือ
11. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)
12. การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะเจาะหลุมผลิต
13. การหกรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะ

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 17/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมাত্রมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 ออกแบบหลุมผลิตให้เป็นแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดระยะเวลาในการเจาะ ซึ่งจะลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง และลดการปล่อยมลสารทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก	■ แทนหลุมผลิต	ปตท.สผ.
		1.1.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้	■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	
		1.1.3 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรมตามแผนงานของ ปตท.สผ.	■ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่มีโอกาสเข้าใช้ประโยชน์ในพื้นที่โครงการฯ	ปตท.สผ.
			■ ชุมชนรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา	
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.1.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย	■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
		2.1.2 แทนเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">■ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด■ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล		

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 18/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่อ่าวทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจาก การจัดการน้ำมัน น้ำมัน	<p>2.2.1 แท่นเจาะ และเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับ การตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมัน จากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำมันเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมบันทึกน้ำมัน (Oil record book) <p>2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนแท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดใน กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวก เพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมา โดยยังมิได้ทำให้เจือจาง ต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน <p>2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับ อนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณดาดฟ้าของแท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิด</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้ว ไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 19/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่อ่าวทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำมันบน น้ำมัน (ต่อ)	2.2.7 น้ำจากการล้างถังที่ปนเปื้อนสารเหลวมีพิษ เช่น น้ำจากการล้างทำความสะอาดถังเก็บต่างๆ ของเรือ และแท่นเจาะ (ถ้ามี) จะต้องจัดการตามข้อกำหนดในภาคผนวกที่ 2 ของ MARPOL 73/78 และ กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 โดยรวบรวมไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย หรือปล่อยทิ้งโดยต้องมีคุณภาพและปริมาณเป็นไปตามที่กำหนด	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	2.3 การทอดสมอเรือ และ การติดตั้งแท่นเจาะ อาจส่งผลให้เกิดการ ฟุ้งกระจายของตะกอน ฟุ้งกระจายของตะกอน ใกล้พื้นที่อ่าวทะเล	2.3.1 เลือกใช้แท่นเจาะที่มีฐานรองขาแท่นเจาะ (Spud Can) เพื่อลดระดับความลึกที่เจาะฝังขาลงใต้ พื้นที่อ่าวทะเล และทำให้ขาแท่นเจาะสามารถตั้งอยู่บนพื้นพื้นที่อ่าวทะเลได้อย่างมั่นคง 2.3.2 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	2.4.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่ม ดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถาน ประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการ ของเสียที่สำคัญ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย 2.4.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติ จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงาน ของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย 2.4.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่น ๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนด ของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 20/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิดาธรรมมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่อ่าวทะเล (ต่อ)	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย (ต่อ)	2.4.4 ตรวจสอบสถานะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและ อยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น	<ul style="list-style-type: none">▪ แทนหลุมผลิต▪ แทนเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
		2.4.5 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา		
		2.4.6 จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงาน นอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	<ul style="list-style-type: none">▪ สถานที่บำบัดหรือ กำจัดของเสีย	ปตท.สผ.
		2.4.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่ บำบัดหรือกำจัด		
	2.5 คุณภาพของตะกอน พื้นที่อ่าวทะเลเสื่อมลง เนื่องจากการระบายทิ้ง เศษหินที่เกิดขึ้นจาก การเจาะหลุมผลิตลงสู่ทะเล	2.5.1 จัดการเศษหินและโคลนช่วยเจาะ ให้สอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการ การจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด โดยพิจารณาเศษหินและโคลนช่วยเจาะเป็น ของเสียที่สามารถจัดการในพื้นที่สถานประกอบกิจการ ปิโตรเลียมได้ ตามวิธีการที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	<ul style="list-style-type: none">▪ แทนเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
		2.5.2 ใช้วิธีการเจาะแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะ และปริมาณเศษหินที่ปล่อย ลงทะเล		
		2.5.3 พิจารณาเลือกใช้โคลนเจาะที่มีความเป็นพิษต่ำ		
		2.5.4 แทนเจาะที่ใช้จะต้องมีระบบควบคุมของแข็ง เพื่อแยกโคลนเจาะออกจากเศษหินให้ได้มากที่สุด ก่อนระบายลงสู่ทะเล และหมุนเวียนโคลนเจาะไปใช้ใหม่ และตรวจสอบให้ใช้งานได้อยู่เสมอ		
		2.5.5 หลังติดตั้งท่อกรุแล้ว ให้ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน ผ่านท่อที่อยู่ระดับ ความลึกต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร		
		2.5.6 การเจาะหลุมในช่วงที่ใช้โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (SBM) จะต้องควบคุม ปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะซึ่งจะระบายลงสู่ทะเล โดยควบคุมให้มีค่าเฉลี่ย ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหินจากการเจาะ ก่อนระบายลงสู่ทะเล โดยไม่มีการระบายทิ้ง โคลนเจาะลงสู่ทะเลโดยตรง		

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 21/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเลอาจได้รับผลกระทบต่อเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเลและลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ข้อ 2.1-2.5)	<ul style="list-style-type: none"> ■ แทนหลุมผลิต ■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการแล่นเรือ และการติดตั้งแท่นเจาะอาารถบวงสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล	3.2.1 ดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร และเครื่องยนต์บนแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ	<ul style="list-style-type: none"> ■ แทนหลุมผลิต ■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง	4.1.1 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ	<ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี 	ปตท.สผ.
		4.1.2 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้	<ul style="list-style-type: none"> ■ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 	ปตท.สผ.
		4.1.3 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์สาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ		
		4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย	<ul style="list-style-type: none"> ■ พื้นที่โครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
4. การประมง (ต่อ)	4.2 ความกังวลต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการลดลงของทรัพยากรประมง	4.2.1 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี 	ปตท.สผ.
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1) 5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นเจาะ และแท่นหลุมผลิต และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ▪ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตได้ชัดเจน 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 23/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	<p>6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p> <p>6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละอองเสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำกัดความเร็วการขับเคลื่อนรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ▪ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ▪ ผู้ขับขี่รถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ▪ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่โดยรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา 	ปตท.สผ.
7. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	7.1 กิจกรรมการติดตั้งแท่นเจาะอาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ ที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้	7.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงานต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นเจาะในบริเวณที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการ 	ปตท.สผ.
		7.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมกับจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 24/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน	8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขาอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี 	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สม.
		8.1.2 ควบคุมให้แท่นเจาะมีการตรวจวัดระดับความร้อน แสงสว่าง และเสียง ภายในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง	▪ แท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สม.
		8.1.3 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สม. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้องในประเด็นที่สำคัญ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to Work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ▪ การจัดให้มีบุคลากรทางการแพทย์ในพื้นที่โครงการฯ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ 	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สม.

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.4 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดไว้ตามกฎหมายกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆที่เกี่ยวข้อง</p> <p>8.1.5 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎหมายฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.6 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.7 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง</p> <p>8.1.8 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม</p> <p>8.1.9 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ</p> <p>8.1.10 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</p> <p>8.1.11 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา</p>	<p>▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 26/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพอนามัย ของชุมชนบนฝั่ง	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระ การให้บริการด้านสุขภาพ ของหน่วยงานสาธารณสุข ในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของ ฐานสนับสนุนการพัฒนา ปิโตรเลียม สงขลา กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ และมีพนักงานได้รับบาดเจ็บ และกรณีการเจ็บป่วยและ บาดเจ็บของพนักงาน ในระหว่างการทำงาน	9.1.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการ ทางการแพทย์ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุ ไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงาน ของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบ ต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นใน บริเวณรอบฐานสนับสนุน การพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา รวมถึงเส้นทางการขนส่ง วัสดุอุปกรณ์และสารเคมี มายังบริเวณฐานสนับสนุน และการขนส่งของเสียจาก ฐานสนับสนุนเพื่อนำไปกำจัด	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล (ข้อ 2.4) 9.2.2 ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก (ข้อ 6.1)	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่โดยรอบ ฐานสนับสนุน การพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 27/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกลายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมাত্রมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพอนามัย ของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.3 ความกังวลเกี่ยวกับการจัดการ/จัดเก็บ สารกัมมันตรังสีที่จะ นำมาใช้ในการหยั่งธรณี หลุมเจาะของโครงการฯ	9.3.1 ควบคุมผู้รับเหมาของโครงการฯ ให้ปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาต การป้องกันอันตราย จากการเก็บรักษา การใช้งาน เคลื่อนย้าย และขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสีที่ เกิดขึ้น ได้แก่ ข้อกำหนดตามพระราชบัญญัติพลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ พ.ศ. 2559 และที่แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2562 และข้อกำหนดของกระทรวงแรงงาน รวมทั้งกฎหมายฉบับอื่นที่มีการปรับปรุงล่าสุดและ เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโครงการฯ ณ เวลานั้นๆ เพื่อให้เกิดความปลอดภัย ดังนี้ <ul style="list-style-type: none">▪ การครอบครอง/ใช้งานวัสดุกัมมันตรังสี จะต้องมีใบอนุญาตต่างๆ ตามที่กฎหมายกำหนด▪ จัดให้มีสถานที่จัดเก็บต้นกำเนิดรังสีแยกไว้จากบริเวณที่เสี่ยงต่อการเกิดอัคคีภัย▪ จัดให้มีเครื่องหมายเตือน ติดไว้ในบริเวณที่เก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และในบริเวณที่มี การจัดการกากกัมมันตรังสีแสดงให้เห็นโดยชัดเจน รวมทั้งจัดทำลากที่มีเครื่องหมายและข้อความเตือน ภัยติดไว้ที่ภาชนะที่ใช้บรรจุ หรือห่อหุ้มสารกัมมันตรังสี▪ จัดให้มีเส้นกันแสดงแนวเขตและป้ายข้อความ “ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า” ด้วยอักษรสีดำ บนพื้นสีเหลืองแสดงให้เห็นโดยชัดเจน▪ จัดให้มีเจ้าหน้าที่ที่เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการทางด้านเทคนิค ในเรื่องรังสีที่ได้รับการรับรองและ ขึ้นทะเบียนเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยทางรังสี ประจำพื้นที่ปฏิบัติงานตลอดระยะเวลาที่มีการทำงาน เกี่ยวกับรังสี เพื่อป้องกันและระงับอันตรายจากรังสีที่อาจมีต่อบุคคลหรือทรัพย์สิน▪ ควบคุมดูแลมิให้ผู้ที่ไม่มีความเกี่ยวข้องเข้าไปในบริเวณที่เก็บรักษาต้นกำเนิดรังสี พื้นที่ปฏิบัติงาน เกี่ยวกับรังสี และบริเวณที่มีการจัดการ กากกัมมันตรังสี▪ จัดให้มีแผนปฏิบัติการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินจากการรั่วไหลหรือแพร่กระจายรังสีที่มีไว้ในครอบครองและ ระหว่างการใช้งาน	▪ แทนเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน ของโครงการฯ	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 28/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2) 10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศ ว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972) 10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที 10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ	▪ เรือและแท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
11. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี 11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
12. การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะดำเนินการเจาะอาจเป็นผลให้มีปิโตรเลียมออกสู่ทะเลและสภาพแวดล้อม โดยไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางทะเล	12.1.1 ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้น เพื่อใช้ในการวางแผนการเจาะหลุมผลิตเนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง 12.1.2 ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ 12.1.3 ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้น้ำที่สามารถปฏิบัติการได้ทันที และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งเสมอ 12.1.4 บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งเสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น 12.1.5 ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ 12.1.6 ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ	▪ แท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 29/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 3: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
12.การพลุ้งที่อาจเกิดขึ้น ขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 การพลุ้งที่อาจเกิดขึ้นขณะ ดำเนินการเจาะอาจเป็น ผลให้มีปิโตรเลียมออกสู่ ทะเลและสภาพแวดล้อม โดยไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบ ต่อสิ่งแวดล้อมทางทะเล (ต่อ)	12.1.7 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเลอย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. 12.1.8 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ 12.1.9 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินการหกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3 12.1.10 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลง ของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด 12.1.11 กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบถึงชายฝั่ง จะต้องแจ้งประสานเริ่มต้นดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ได้แก่ ▪ การทำความสะอาดบริเวณชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ ▪ การฟื้นฟูทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม ▪ การดำเนินการตามแผนการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
13.การหกรั่วไหลของ สารเคมี และโคลนที่ใช้ ในการเจาะ	13.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล จากการหกรั่วไหลของ สารเคมี และโคลนช่วยเจาะ	13.1.1 จัดเก็บสารเคมี และโคลนเจาะในพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้โดยเฉพาะ และในปริมาณที่เหมาะสมกับขนาดและ ลักษณะของพื้นที่จัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 13.1.2 จัดเตรียมแผนสำหรับตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลของสารเคมี โดยครอบคลุมถึงการหกรั่วไหล ของโคลนเจาะ และสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะ 13.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหกรั่วไหลของสารเคมีไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งาน สารเคมี เช่น วัสดุดูดซับสารเคมีที่หกรั่วไหล และภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อรอการส่งไปกำจัด	▪ แท่นเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 30/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

2.1.3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม จะครอบคลุมการดำเนินงานเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการฯ ทั้งหมด ตลอดการดำเนินงานจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน

ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดผลกระทบ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังแสดงในตารางที่ 4 ซึ่งมีผู้รับผิดชอบดำเนินการ คือ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ปตท.สผ.) โดยแบ่งหัวข้อตามปัจจัยสิ่งแวดล้อม และเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังนี้

1. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ
2. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล
3. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล
4. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการประมง
5. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ
6. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางบก
7. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพของประชาชน และการให้บริการด้านสุขภาพ
8. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่ออาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน
9. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกรณีการโดนกันของเรือ และเรือชนกับโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ
10. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)
11. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล
12. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด
13. กรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ จากหลุมอัดกลับและชั้นหินกักเก็บก๊าซ CO₂

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 31/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมัตถ์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศ และคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ 1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อส่งมอบคุณค่าด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการถอนสมอและการเกิดสมอเกาพื้นท้องทะเลอาจทำให้รบกวนสภาพพื้นท้องทะเล	2.1.1 ทิ้งสมอเรือ หรือผูกเรือในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น 2.1.2 ทิ้งสมอเรือให้มั่นคง และตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจพบว่าสมอเรือเกากับพื้นท้องทะเลให้ดำเนินการทิ้งสมอเรือใหม่	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.2.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้ยับยั้ง สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย 2.2.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL73/78) ในประเด็นหลัก เช่น ▪ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด ▪ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการน้ำมันปนเปื้อน น้ำมันของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	2.3.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำมันปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book)	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 32/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกลูกข่ายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิตาตรมมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยวทะเล (ต่อ)	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำปนเปื้อน น้ำมันของเรือที่ใช้ใน การปฏิบัติงาน (ต่อ)	2.3.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ใน ถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 2.3.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดใน กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้ ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมา โดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน	▪ เรือที่ใช้ในการ ปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำปนเปื้อน น้ำมันแท่นหลุมผลิต และ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต	2.4.1 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ ชนิดของของเสียในภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรอการนำไปกำจัดบนฝั่ง 2.4.2 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันในพื้นที่ปฏิบัติงาน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาดแล้วเก็บวัสดุดูดซับ ที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง 2.4.3 รวบรวมน้ำที่ระบายออกจากพื้นที่ซึ่งมีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมัน ที่แยกออกจากน้ำได้กลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หรือรวบรวมน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้ส่งไปกำจัดบนฝั่ง เช่นเดียวกับของเสียปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อไม่ให้มีการระบายทั้งน้ำปนเปื้อนน้ำมันลงสู่ทะเลโดยตรง 2.4.4 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ ในระบบระบายน้ำ ทั้งในระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) และระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system)	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่ง ในโครงการฯ	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 33/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยวทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการ น้ำจากกระบวนการผลิต	2.5.1 จัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นโดยไม่มีการระบายลงทะเล ด้วยการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมด 2.5.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ในระบบ อัดน้ำกลับ และหลุมอัดน้ำกลับ 2.5.3 จัดเตรียมอุปกรณ์สำรองที่สำคัญในระบบอัดน้ำกลับไว้ เพื่อให้สามารถรักษาขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำ ไว้ให้เหมาะสมกับอัตราการเกิดของน้ำจากกระบวนการผลิตอยู่เสมอ 2.5.4 ในกรณีที่เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักไม่สามารถใช้งานได้ ให้ใช้เครื่องสูบน้ำอัดกลับสำรองแทน พร้อมทั้งซ่อมแซม เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักให้สามารถทำงานได้ตามปกติ 2.5.5 บันทึกข้อมูลปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดเป็นรายวัน พร้อมทั้งวิธีการจัดการ 2.5.6 จัดให้มีและดำเนินการตามแผนตรวจสอบข้อมูลหลุมอัดน้ำกลับ เพื่อใช้ประเมินความสามารถในการรองรับ น้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจริง 2.5.7 กรณีที่มีน้ำจากกระบวนการผลิตสูงกว่าปริมาณสูงสุดที่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตสามารถ รองรับได้ จะปรับลดปริมาณการผลิตจากหลุมผลิตที่มีสัดส่วนของน้ำในปิโตรเลียมสูง เพื่อรักษาอัตราการเกิด น้ำจากกระบวนการผลิตไม่ให้สูงเกินขีดความสามารถในการรองรับของระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต 2.5.8 ในกรณีที่ไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ จะดำเนินการแก้ไขเหตุการณ์ตามแผนที่เสนอไว้ต่อ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยจะหยุดการผลิตชั่วคราวจนกว่าจะสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตได้ โดยไม่มีภาระบายลงทะเล	■ กลุ่มแท่น ศูนย์กลาง การผลิตอาทิตย์	ปตท.สผ.

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยว (ต่อ)	2.6 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	<p>2.6.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.6.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p> <p>2.6.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่น ๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p> <p>2.6.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น</p> <p>2.6.5 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา</p>	<p>▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่ง ในโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.
		<p>2.6.6 จัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.6.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตรายตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>	<p>▪ พื้นที่จัดการ ของเสีย ของโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 35/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาตรมมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 ผลกระทบต่อเนื้อที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ข้อ 2.1-2.6)	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการแล่นเรือ และการผลิตปิโตรเลียมอาจรบกวนสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล	3.2.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์ และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานโดยดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงานให้ได้อยู่เสมอ	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง	<p>4.1.1 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้</p> <p>4.1.2 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์สาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ</p> <p>4.1.3 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมง ต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย</p> <p>4.1.4 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ</p> <p>4.1.5 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี และสงขลา เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.</p> <p>4.1.6 เข้าพบผู้นำของกลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป</p>	▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการ	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566

รับรองจำนวนหน้า 36/69

ลงนาม (เจ้าของโครงการ)

ลงนาม (ที่ปรึกษา)

(นายพิษณุ แสงจันทร์)

(นายถาวร ชินะธิดาตรมงคล)

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย

บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1) 5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none"> กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้ชัดเจน 	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	<ul style="list-style-type: none"> เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น <ul style="list-style-type: none"> จำกัดความเร็วการขับขีรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มีดซิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ผู้ขับขีรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ตรวจสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ 6.1.3 เข้าพบผู้นำของชุมชนรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป	<ul style="list-style-type: none"> บริเวณรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
7. สุขภาพของประชาชนและการให้บริการด้านสุขภาพ	7.1 ความกังวลต่อผลกระทบทางสุขภาพของประชาชนบริเวณพื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	7.1.1. ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก (ข้อ 6.1)	<ul style="list-style-type: none"> บริเวณรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.
	7.2 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บและกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการทำงาน	7.2.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 38/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกลายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน	<p>8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none">▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี <p>8.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none">▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW)▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE)▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS)▪ การจัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และบุคลากรทางการแพทย์▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ <p>8.1.3 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดไว้ตามกฎหมายกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆที่เกี่ยวข้อง</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 39/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	8.1.4 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน 8.1.5 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 8.1.6 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการทำงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ 8.1.7 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ 8.1.8 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา 8.1.9 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาส่งผลการตรวจสอบสภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน 8.1.10 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง 8.1.11 จัดให้มีตัวชี้วัดผลการปฏิบัติงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย รวมทั้งดำเนินการทบทวนสถิติด้านความปลอดภัยเป็นประจำทุกเดือน 8.1.12 จัดให้มีการตรวจประเมิน (Audit) ด้านความปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ เช่น การรายงานและสอบสวนเหตุการณ์อุบัติเหตุที่เกิดขึ้น การทบทวนกฎเกณฑ์ด้านความปลอดภัย การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยและการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน เป็นต้น รวมทั้งการบ่งชี้ความเสี่ยงและการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับความเสี่ยงและการป้องกันแก่ผู้ปฏิบัติงานทุกระดับ ตั้งแต่พนักงานระดับปฏิบัติการจนถึงผู้บริหาร	■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.13 ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับหรือตรวจวัดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นผลิตอาทิตย (APP) และแท่นหลุมผลิตที่เป็นที่ตั้งของอุปกรณ์ในระบบ CCS เพื่อเฝ้าระวังกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ โดยให้แจ้งเตือนเมื่อมีปริมาณก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศตั้งแต่ 5,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตรขึ้นไป เพื่อให้พนักงานที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าวรับทราบ และดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ ที่กำหนดไว้</p> <p>8.1.14 จัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยหายใจสำหรับการหนีภัยฉุกเฉิน (Emergency Escape Breathing Device หรือ EEBD) ที่มีการออกแบบและทดสอบประสิทธิภาพตามมาตรฐาน ISO 23269-1:2008 หรือเทียบเท่า ให้สามารถใช้งานได้อย่างน้อย 15 นาทีไว้ในตำแหน่งที่เหมาะสมตามเส้นทางอพยพที่กำหนดไว้ โดยพิจารณาจำนวนให้เพียงพอสำหรับผู้ปฏิบัติงาน และกำหนดให้ใช้ EEBD ทันทีที่เครื่องตรวจจับก๊าซแบบพกพา แสดงค่าก๊าซ CO₂ ตั้งแต่ 40,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตรขึ้นไป</p>	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่น ศูนย์กลางการผลิตอาทิตยและแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอุปกรณ์ของระบบ CCS 	ปตท.สผ.
9. กรณีการโดนกันของเรือ และเรือชนกับโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ	9.1 ความเสียหายต่อสิ่งติดตั้งเรือและทรัพย์สิน และผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือเสียชีวิต	<p>9.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>9.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>9.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>9.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
10. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	10.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือเสียชีวิต	<p>10.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี</p> <p>10.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 41/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาตรมมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
11. กรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล	11.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมในระหว่างขนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเล	11.1.1 จัดเตรียมและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสภาพภายนอกและตำแหน่งของแนวท่อขนส่งใต้ทะเล 11.1.2 ตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันการกัดกร่อนตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ 11.1.3 ตรวจสอบและทำความสะอาดท่อขนส่งใต้ทะเลด้วยกระสวย (Pipeline Inspection Gauges หรือ PIG) อย่างต่อเนื่องตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน 11.1.4 ตรวจสอบความดันในเส้นท่อย่างต่อเนื่องจากห้องควบคุมกลาง และระบบการแจ้งเตือนเมื่อมีระดับที่ไม่ปกติ 11.1.5 ติดตั้งและตรวจสอบการทำงานของวาล์วปิดอัตโนมัติ ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ	■ ท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	11.2 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต	11.2.1 การออกแบบ Separator ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ ASME section VIII Division 1 หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า 11.2.2 ติดตั้งวาล์วระบายความดัน (Pressure Relief Valve) หรือวาล์วนิรภัย เพื่อระบายความดันภายในอุปกรณ์ 11.2.3 ติดตั้งวาล์วหยุดการรั่วไหล (Shutdown Valve) ก่อนเข้าและหลังเข้าอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะหยุดการลำเลียงปิโตรเลียมทันทีเมื่อพบการรั่วไหลของปิโตรเลียม เพื่อลดปริมาณการรั่วไหลของปิโตรเลียมออกสู่สิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด 11.2.4 ตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ต่างๆ ก่อนใช้งานเพื่อป้องกันการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้น	■ แท่นหลุมผลิตในพื้นที่โครงการฯ	ปตท.สผ.
	11.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมจากพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง	11.3.1 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ท่รั่วไหลลงสู่ทะเล อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. 11.3.2 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการท่รั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ 11.3.3 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีท่รั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์ท่รั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3 11.3.4 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด	■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
11. กรณีการทรวัไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล (ต่อ)	11.3ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการทรวัไหลของปิโตรเลียมจากพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง (ต่อ)	11.3.5 กรณีที่พบว่ามีแนวโน้มที่จะมีผลกระทบถึงชายฝั่ง โครงการฯ ต้องดำเนินการ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการชดเชยความเสียหายต่อผู้ที่ได้รับความเสียหายที่ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว โดยมีหน่วยงานราชการหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมพิจารณาและเป็นพยาน และ/หรือ ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด ต้องรับผิดชอบการทำความสะอาดและฟื้นฟูชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ พร้อมทั้งติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ได้รับผลกระทบอย่างต่อเนื่องจนกว่าจะกลับคืนสู่สภาพปกติ ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด 	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
12. กรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด	12.1ความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพย์สิน ได้แก่ โครงสร้างในทะเล เพื่อการผลิตปิโตรเลียม เครื่องจักร และอุปกรณ์ รวมถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บหรือเสียชีวิต	<p>12.1.1 นำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้ในการออกแบบโครงสร้างในทะเลเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตรายต่อพนักงาน สิ่งแวดล้อมและทรัพย์สิน ได้แก่ การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ การออกแบบโครงสร้าง การวางผังองค์ประกอบ การลดแหล่งกำเนิดของการทรวัไหล การจำแนกพื้นที่เพื่อควบคุมการติดไฟ การออกแบบระบบระบายอากาศ การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์</p> <p>12.1.2 จัดเตรียมระบบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ระบบตรวจสอบและลดความดัน ระบบเผือก๊าซ ระบบระบายน้ำและการป้องกันกรณีการรั่วไหล ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล ระบบป้องกันอัคคีภัยและการระเบิด ให้มีความเหมาะสมและเพียงพอ และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p> <p>12.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS</p> <p>12.1.4 จัดให้มีระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบบาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น</p> <p>12.1.5 จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุมเพลิงไหม้ในกรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 43/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตริมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
12. กรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด (ต่อ)	12.1 ความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพย์สิน ได้แก่ โครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม เครื่องจักร และอุปกรณ์ รวมถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บหรือเสียชีวิต (ต่อ)	12.1.6 ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งที่เกี่ยวข้องและไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิต ตามคำแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดอัคคีภัย 12.1.7 ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้อง 12.1.8 จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่างจากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน 12.1.9 ห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยจัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่เหมาะสม 12.1.10 ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจการใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด 12.1.11 จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ	■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
13. กรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ จากหลุมอัดกลับและชั้นหินกักเก็บก๊าซ CO ₂	13.1 การรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ จากหลุมอัดกลับก๊าซและชั้นหินกักเก็บอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	13.1.1 ออกแบบหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ให้มีชั้นป้องกันสองชั้นที่ไม่ขึ้นต่อกัน (Double barriers) และเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของก๊าซ CO ₂ 13.1.2 หลังจากการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ตามที่ออกแบบไว้แล้วเสร็จ ให้ดำเนินการสำรวจสภาพของหลุมด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging) เพื่อยืนยันความสมบูรณ์ของท่อกรุและการอัดซีเมนต์ก่อนใช้งาน และดำเนินงานตามแผนการบำรุงรักษาหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ให้อยู่ในสภาพดีตลอดอายุการใช้งาน 13.1.3 ติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (Measurement, Monitoring and Verification หรือ MMV) ภายในหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ตั้งแต่ในขั้นตอนการเตรียมหลุมตามที่ได้ออกแบบไว้	■ หลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ของระบบ CCS	ปตท.สผ.

3 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

3.1 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิต

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบในระหว่างการเจาะหลุมผลิตเป็นการติดตามตรวจสอบจากแหล่งที่คาดว่าจะเป็แหล่งกำเนิดของผลกระทบ ด้วยการตรวจวิเคราะห์ปริมาณโลหะในเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตปีโตรเลียมของโครงการฯ เพื่อให้ทราบถึงลักษณะของเศษหินจากการเจาะ โดยนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิธี Leaching Test และวิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัตสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 หรือฉบับล่าสุด และใช้ในการเปรียบเทียบกับชนิดและปริมาณของโลหะที่อาจปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อมทั้งน้ำทะเล และดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระยะหลังการเจาะหลุมผลิตต่อไป ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 5

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 45/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมাত্রมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 5: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. ลักษณะเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	ปริมาณโลหะในเศษหินจากการเจาะได้แก่ <ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)นิกเกิล (Nickel)	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหิน (Cutting) จากการเจาะหลุมผลิตที่ช่วงหลุมที่ 2 ถึงช่วงสุดท้ายนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิธี Leaching Test และเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 หรือฉบับล่าสุด จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะช่วงหลุมที่ 2 และช่วงหลุมที่ 3-5 รวมจำนวน 3 ตัวอย่างต่อหลุมเก็บตัวอย่างจากหลุมผลิตจำนวน 3 หลุมต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่นจำนวนตัวอย่างรวม 9 ตัวอย่างต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น	<ul style="list-style-type: none">ทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯระหว่างการเจาะหลุมผลิต	แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี	500,000 บาทต่อ 1 แท่นหลุมผลิต	ปตท.สผ

3.2

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมหลังการเจาะหลุมผลิต

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะนี้กำหนดขึ้นเพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ และติดตามสภาพของสิ่งแวดล้อมบริเวณรอบแท่นหลุมผลิตที่กำหนดขึ้นเป็นตัวแทนจำนวน 1 แท่นต่อปี ในปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ โดยจะติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปัจจัยต่างๆ ได้แก่

- คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน และสัตว์หน้าดิน
- สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้กำหนดตำแหน่งสถานีอ้างอิง จำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกับสถานีอ้างอิงที่ใช้ในการเก็บข้อมูลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการ และกำหนดตำแหน่งของสถานีสำหรับการเก็บตัวอย่างบริเวณตำแหน่งแท่นหลุมผลิต โดยพิจารณาจากทิศทางของกระแสหลักในบริเวณพื้นที่โครงการฯ คือ 1) จากทิศตะวันตกเฉียงเหนือไปยังทิศตะวันออกเฉียงใต้ และ 2) จากทิศตะวันออกเฉียงใต้ไปยังทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ดังนั้น โครงการฯ จึงได้กำหนดตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสัตว์หน้าดินใน 2 ทิศทางหลักจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิต คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้

รายละเอียดมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะหลังการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ แสดงรายละเอียดในตารางที่ 6 และตำแหน่งสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม แสดงไว้ในรูปที่ 1

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 47/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมাত্রมมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. คุณภาพน้ำทะเล	<p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature)ความเป็นกรดและด่าง (pH)ความโปร่งใส (Transparency)สารแขวนลอย (Suspended Solid)ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon หรือ PH)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen หรือ DO)โลหะ (Metals) ได้แก่<ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)เหล็ก (Iron)แมงกานีส (Manganese)นิกเกิล (Nickel)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึกที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่<ul style="list-style-type: none">1 เมตร จากผิวน้ำ20 เมตร จากผิวน้ำ40 เมตร จากผิวน้ำ1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">หลังเสร็จสิ้นการเจาะทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯดำเนินการปีละ 1 ครั้ง หลังเสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนภายในระยะเวลาไม่เกิน 6 เดือนหลังการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน โดยต้องพิจารณาช่วงเวลาที่ไม่ปลอดภัย เช่น ช่วงเวลานอกฤดูมรสุมดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">สถานที่ที่บริเวณแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี (ในปีที่มีการเจาะหลุมผลิต) <p>สถานีเก็บตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">จำนวน 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิตสถานีอ้างอิง 1 สถานี (รูปที่ 1)	3,000,000 บาท ต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น (รวมงบประมาณสำหรับการติดตามตรวจสอบปัจจัยสิ่งแวดล้อมในข้อ 1-7 โดยค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่รวมค่าเช่าเรือและน้ำมันเชื้อเพลิงในการเก็บตัวอย่าง)	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 48/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิดาธรรมกุล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยว	<ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution) ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH) โลหะ (Metals) ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) แมงกานีส (Manganese) เหล็ก (Iron) สังกะสี (Zinc) นิกเกิล (Nickel) 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นที่ท่องเที่ยว โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี <p>สถานีเก็บตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> สถานีที่บริเวณแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนในแต่ละปี จำนวน 8 สถานีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ที่ระยะห่าง 250 เมตร จำนวน 4 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จำนวน 2 สถานี ที่ระยะห่าง 1,000 เมตร จำนวน 2 สถานี สถานีอ้างอิง 1 สถานี (รูปที่ 1) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 49/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ภายหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
3. แพลงก์ตอนพืช	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	<p>วิธีการเก็บ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาระบบโทรเลขในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ตักกรอง ด้วยถุงแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร <p>ระดับความลึก – 2 ระดับ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ที่ระดับ 1–2 เมตร จากผิวน้ำทะเล ▪ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 50/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิดาธรรม)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ภายหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
4. แพลงก์ตอนสัตว์	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยถุงเก็บแพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร หรือใกล้เคียง <p>ระดับความลึก</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 51/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ภายหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
5. ลูกปลาวัยอ่อน	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายการงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที โดยให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ ถุงแฟล่งก์ตอน: ขนาดตา 330 และ 550 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน <p>ระดับความลึก</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 52/69
<p>ลงนาม (เจ้าของโครงการ)</p> <p>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</p> <p>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</p> <p>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</p>	<p>ลงนาม (ที่ปรึกษา)</p> <p>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</p> <p>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</p> <p>บริษัท สะสมความดี จำกัด</p>

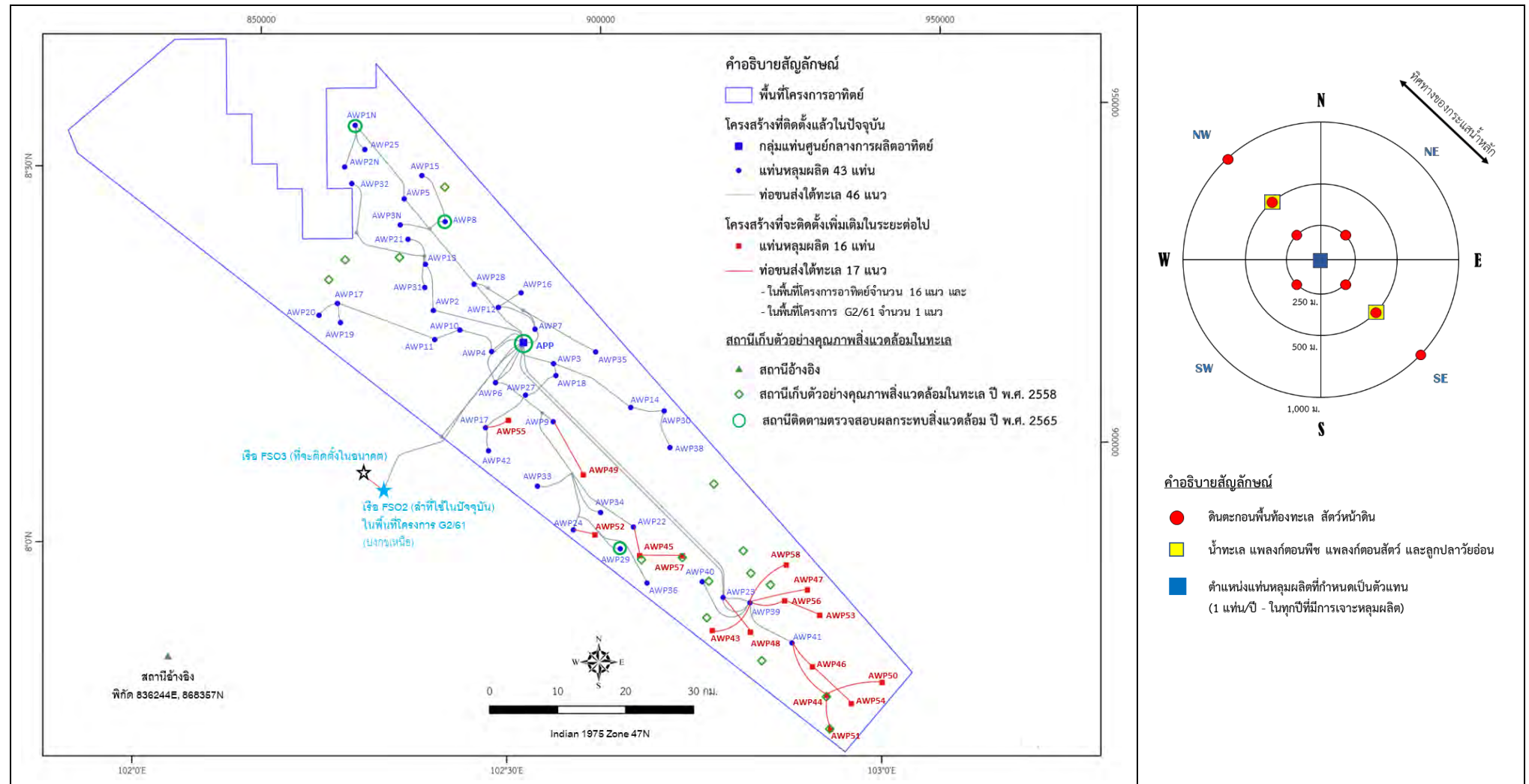
ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
6. สัตว์หน้าดิน	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มและชนิด จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none"> ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและ มีขนาดที่เหมาะสม และนำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
7. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<ul style="list-style-type: none"> ข้อมูลของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ ได้แก่ ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่าง (ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง) 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการในช่วงที่เก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อม (ข้อ 1-6) 	<ul style="list-style-type: none"> ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ข้อ 1-6) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ภายหลังการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
8. เศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข	<ul style="list-style-type: none">▪ ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรม โครงการฯ▪ การดำเนินการตรวจสอบและ แก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน)	<ul style="list-style-type: none">▪ รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับ เรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และ จัดหามาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติม ให้เหมาะสม กรณีพิสูจน์ได้ว่า เป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรม ของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none">▪ ตลอดระยะเวลาดำเนิน โครงการฯ	กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบ โดยตรงจากกิจกรรมของ โครงการฯ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มประมงพาณิชย์ ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับ โครงการฯ▪ กลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐาน สนับสนุนการพัฒนา ปิโตรเลียม สงขลา	รวมอยู่ในงบประมาณ ดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

รูปที่ 1: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต



พฤศจิกายน 2566

รับรองจำนวนหน้า 55/69

ลงนาม (เจ้าของโครงการ)

ลงนาม (ที่ปรึกษา)

(นายพิษณุ แสงจันทร์)

(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย

บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

บริษัท สะสมความดี จำกัด

3.3 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะนี้กำหนดขึ้นเพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และติดตามสภาพของสิ่งแวดล้อมบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่กำหนดขึ้นเป็นตัวแทนสำหรับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมตลอดอายุการดำเนินงานของโครงการฯ โดยจะติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปัจจัยต่างๆ ได้แก่

- คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- คุณภาพดินตะกอนพื้นที่ทางทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน และสัตว์หน้าดิน
- สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม

ทั้งนี้ ตำแหน่งสถานีอ้างอิงของโครงการฯ จำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกับสถานีอ้างอิงที่ใช้ในการเก็บข้อมูลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการ ในปี พ.ศ. 2558 รวมทั้งการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านมาตั้งแต่เริ่มดำเนินงานโครงการฯ และกำหนดตำแหน่งของสถานีสำหรับการเก็บตัวอย่างที่บริเวณต่างๆ ในพื้นที่โครงการฯ ดังนี้

1) **บริเวณกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย** โดยกำหนดที่ตำแหน่งเดียวกับสถานีที่ดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตั้งแต่เริ่มดำเนินการจนถึงปัจจุบัน ตามที่ระบุไว้ในรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 เพื่อให้ข้อมูลมีความต่อเนื่องและสามารถใช้สำหรับบ่งชี้การเปลี่ยนแปลงของสภาพสิ่งแวดล้อมในทะเลบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตยได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพิ่มเติมการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายหลังการติดตั้งและเริ่มใช้ระบบ CCS เพื่อให้สามารถติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้ระบบ CCS ในอนาคตต่อไป

2) **บริเวณแท่นหลุมผลิต** โดยกำหนดครอบคลุมทั้งที่แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานสำหรับการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งเป็นสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ อยู่แล้วในปัจจุบัน จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP-1N, AWP-8 และ AWP-29 และตัวแทนของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป

รายละเอียดมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะ การผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS แสดงรายละเอียดในตารางที่ 7 และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS แสดงรายละเอียดในตารางที่ 8 สำหรับตำแหน่งสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม แสดงไว้ในรูปที่ 2 และ รูปที่ 3 ตามลำดับ

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 56/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมัตถ์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. น้ำจากกระบวนการผลิต	▪ ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการ	▪ บันทึกปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการเป็นรายเดือน	▪ บันทึกเป็นรายเดือน	▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	▪ คุณภาพน้ำทางเคมีของน้ำจากกระบวนการผลิต ได้แก่ - ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH) - โลหะ ได้แก่ สารหนู (As) และปรอทรวม (Total Hg)	▪ เก็บตัวอย่างน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนส่งเข้าเครื่องสูบน้ำอัดกลับ 1 ตัวอย่างเพื่อวิเคราะห์คุณภาพโดยใช้วิธีวิเคราะห์ตามมาตรฐานสากล เช่น US EPA	▪ 1 ครั้ง ทุก 6 เดือน จนถึงสิ้นสุดการดำเนินการ	▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. น้ำทิ้งจากห้องน้ำห้องสุขา	▪ แบคทีเรียกลุ่มฟีคอลโคลิฟอร์ม (Fecal Coliform Bacteria) ▪ สารแขวนลอย (Total Suspended Solid) ▪ ค่าบีโอดี (BOD) ▪ ความเป็นกรดและด่าง (pH)	▪ เก็บตัวอย่างน้ำหลังผ่านระบบบำบัดน้ำเสียและสิ่งปฏิกูล ก่อนปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล	▪ ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ	▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
3. ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้	▪ ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ (เป็นรายเดือน) ▪ ปริมาณปรอทในก๊าซที่จะส่งไปยังระบบเผาไหม้ (Flare System) (เป็นรายเดือน)	▪ บันทึกปริมาณก๊าซที่ส่งไปยังระบบเผาไหม้เป็นรายเดือน ▪ เก็บตัวอย่างก๊าซธรรมชาติที่จะส่งไปยังระบบเผาไหม้เป็นรายเดือน	▪ เดือนละ 1 ครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ	▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	▪ ปริมาณก๊าซเรือนกระจก (รายปี)	▪ จัดทำบัญชีการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เพื่อประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี	▪ ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ	▪ พื้นที่โครงการฯ	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
4. คุณภาพน้ำทะเล	<p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature)ความเป็นกรดและด่าง (pH)ความโปร่งใส (Transparency)สารแขวนลอย (Suspended Solid)ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon หรือ PH)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen หรือ DO)โลหะ (Metals) ได้แก่<ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)เหล็ก (Iron)แมงกานีส (Manganese)นิกเกิล (Nickel)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึกที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่<ul style="list-style-type: none">- 1 เมตร จากผิวน้ำ- 20 เมตร จากผิวน้ำ- 40 เมตร จากผิวน้ำ- 1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">ทุก 3 ปี ตามรอบการเก็บตัวอย่างต่อเนื่องจากมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ในช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมรุนแรง	<ul style="list-style-type: none">สถานีบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ (รัศมีจากตำแหน่งแท่น APP)สถานีบริเวณแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน (AWP-1N, AWP-8 และ AWP-29)สถานีอ้างอิง 1 สถานีจำนวน 10 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">- 4 สถานี ที่ระยะ 100 เมตร- 4 สถานี ที่ระยะ 500 เมตร- 2 สถานี ที่ระยะ 1,000 เมตร(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 2)	3,000,000 บาท ต่อโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 1 แห่ง (รวมงบประมาณสำหรับการติดตามตรวจสอบปัจจัยสิ่งแวดล้อมในข้อ 1-7 โดยค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่ได้รวมค่าเช่าเรือและน้ำมันเชื้อเพลิงในการเก็บตัวอย่าง)	ปตท.สผ.
			<ul style="list-style-type: none">1 ครั้ง ในปีแรกที่เริ่มส่งปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิต (ไม่ต้องดำเนินการหากดำเนินการเจาะหลุมผลิตแล้วเริ่มดำเนินการผลิตต่อเนื่องในปีเดียวกัน) และหลังจากนั้นทุก 3 ปีดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ในช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมรุนแรง	<ul style="list-style-type: none">สถานีบริเวณตัวแท่นแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป จำนวน 3 แท่นแรกที่ถูกกำหนดให้เป็นตำแหน่งตัวแท่นสำหรับการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะหลังการเจาะหลุมผลิตจำนวน 10 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">- 4 สถานี ที่ระยะ 100 เมตร- 4 สถานี ที่ระยะ 500 เมตร- 2 สถานี ที่ระยะ 1,000 เมตร(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 2)		

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 58/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมาตย์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
5. คุณภาพดิน ตะกอนพื้นท้อง ทะเล	<div>▪ ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution)</div> <div>▪ ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH)</div> <div>▪ โลหะ (Metals) ได้แก่<ul style="list-style-type: none">-ปรอทรวม (Total Mercury)- สารหนู (Arsenic)- แคดเมียม (Cadmium)- แบเรียม (Barium)- ตะกั่ว (Lead)- ทองแดง (Copper)- โครเมียมรวม (Total Chromium)- แมงกานีส (Manganese)- เหล็ก (Iron)- สังกะสี (Zinc)- นิกเกิล (Nickel)</div>	<div>วิธีดำเนินการ</div> <div>▪ เก็บตัวอย่างดินตะกอน พื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการ เก็บและวิเคราะห์ตัวอย่าง ที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุม มลพิษ เรื่อง กำหนด หลักเกณฑ์คุณภาพตะกอน ดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด</div> <div>จำนวนตัวอย่าง</div> <div>▪ เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี</div>	<div>▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่าง ปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ</div>	<div>▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่าง คุณภาพน้ำทะเล</div>	รวมกับงบประมาณ ที่แสดงในหัวข้อคุณภาพ น้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 59/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตย์มงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
6. สัตว์หน้าดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab Sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม และนำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <p>จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
7. ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ ชนิด ความยาว และน้ำหนักปลา▪ ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา▪ ความสัมพันธ์ (Correlation) ของปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา และน้ำหนักปลา	<p>วิธีดำเนินการ</p> <p>เก็บตัวอย่างปลาหน้าดิน 20 ตัว ขนาดน้ำหนักตั้งแต่ 0.5 กิโลกรัม ขึ้นไป โดยแต่ละชนิดมีจำนวนอย่างน้อย 3 ตัว เพื่อนำมาวิเคราะห์ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 60/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
8. แพลงก์ตอนพืช	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีการเก็บ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ตักกรอง ด้วยถุงแพลงก์ตอน ขนาดตา 20 ไมโครเมตร <p>ระดับความลึก – 2 ระดับ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ที่ระดับ 1–2 เมตร จากผิวน้ำทะเล▪ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ สถานีบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่เก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล▪ สถานีอ้างอิง 1 สถานี▪ จำนวน 2 สถานีต่อแท่นที่ระยะ 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) <p>(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 2)</p>	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 61/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิษณุ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
9. แพลงก์ตอนสัตว์	<div>▪ กลุ่มและชนิด</div> <div>▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น</div>	<div>วิธีดำเนินการ</div> <div>▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด</div> <div>▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาทีด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือด้วยถูงเก็บแพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร หรือใกล้เคียง</div> <div>ระดับความลึก</div> <div>▪ ให้ปากถูงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร</div> <div>จำนวนตัวอย่าง</div> <div>▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี</div>	<div>▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ</div>	<div>▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช</div>	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 62/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
10. ลูกปลาวัยอ่อน	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที โดยให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร▪ ถุงแพลงก์ตอน: ขนาดตา 330 และ 550 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน <p>ระดับความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
11. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<ul style="list-style-type: none">▪ ข้อมูลของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ ได้แก่ ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ	<ul style="list-style-type: none">▪ บันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่าง▪ (ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง)	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการในช่วงที่เก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อม (ข้อ 4-10)	<ul style="list-style-type: none">▪ ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ข้อ 4-10)	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

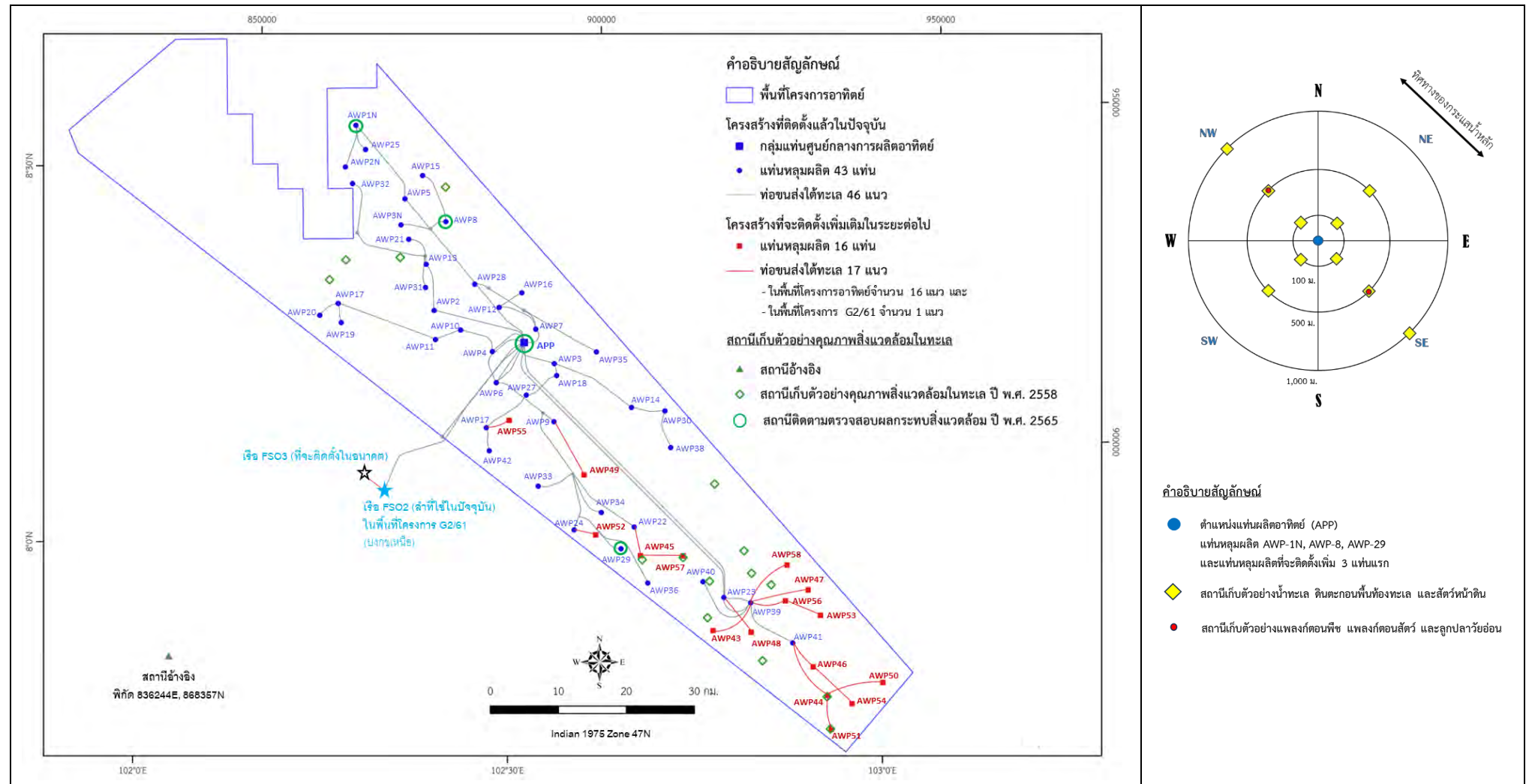
พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 63/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) <div>(นายพิเชษฐ แสงจันทร์)</div> <div>ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย</div> <div>บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)</div>	ลงนาม (ที่ปรึกษา) <div>(นายถาวร ชินะธิมาตย์มงคล)</div> <div>บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน</div> <div>บริษัท สะสมความดี จำกัด</div>

ตารางที่ 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
12. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	<div>▪ ระดับเสียงในพื้นที่ทำงาน ได้แก่ L_{eq12hr} และ L_{max}</div>	<div>▪ ใช้อุปกรณ์ตรวจวัดเสียงที่สถานีต่างๆ</div>	<div>▪ ปีละ 1 ครั้ง</div>	<div>▪ แท่นที่פקอาศัย (ห้องพักและห้องทำงาน) รวม 2 สถานี</div> <div>▪ แท่นผลิตอาทิตย์ (ที่ชั้น Upper Deck และ Main Deck) รวม 2 สถานี</div> <div>▪ แท่นหลุมผลิต (AWP-1) จำนวน 1 สถานี</div>	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.
13. เศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข	<div>▪ ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรมโครงการฯ</div> <div>▪ การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน)</div>	<div>▪ รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และจัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีพิสูจน์ได้ว่าเป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ</div>	<div>▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ</div>	<div>กลุ่มผู้ที่เกี่ยวข้องได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่</div> <div>▪ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับโครงการฯ</div> <div>▪ กลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</div>	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 64/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมาตรมงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

รูปที่ 2: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้ระบบ CCS)



พฤศจิกายน 2566

ลงนาม (เจ้าของโครงการ)

(นายพิษณุ แสงจันทร์)

ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

รับรองจำนวนหน้า 65/69

ลงนาม (ที่ปรึกษา)

(นายถาวร ชินะธิดาธรรม)

บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน
บริษัท สะสมความดี จำกัด

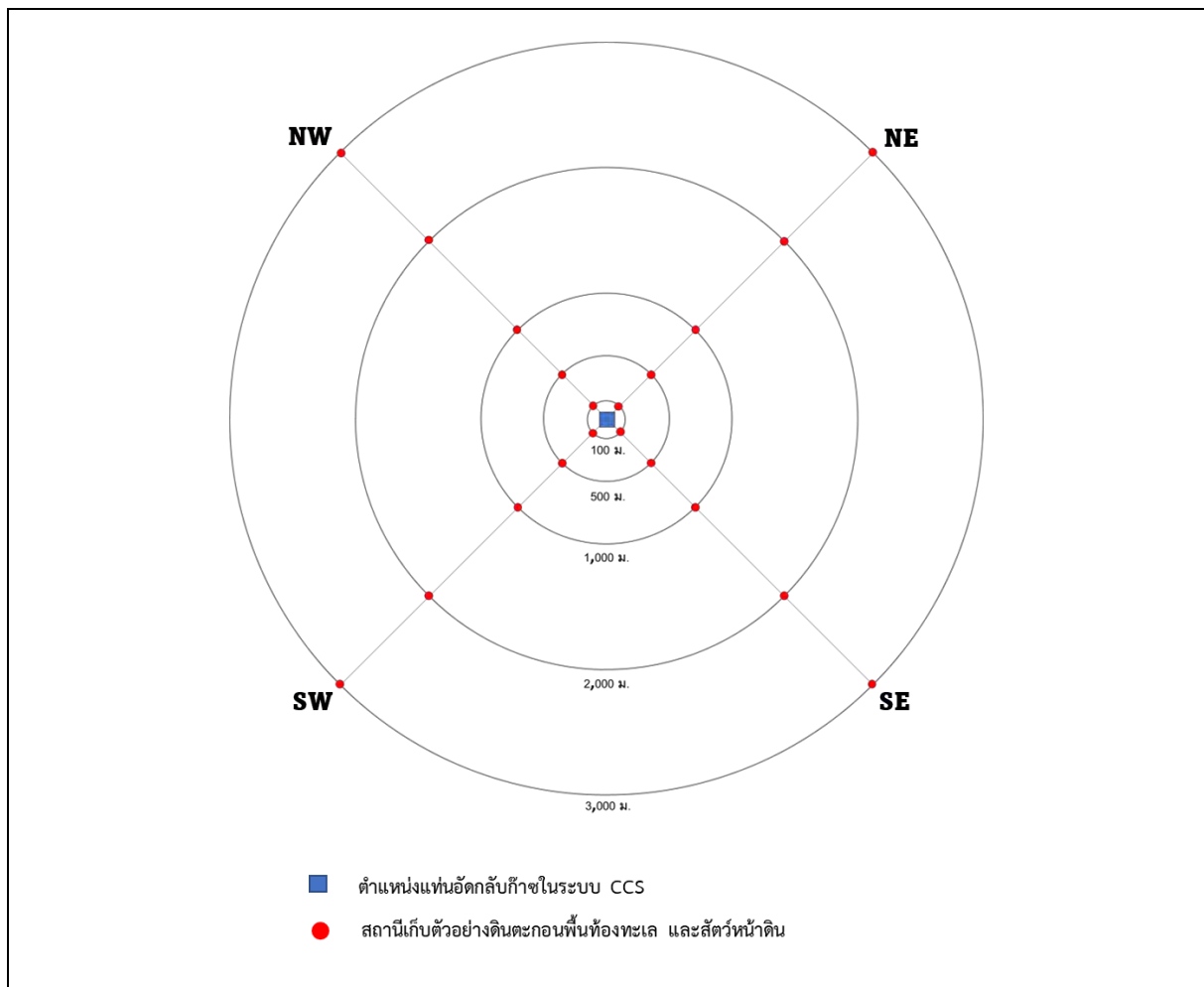
ตารางที่ 8: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. ปริมาณก๊าซที่เผาทั้ง	<ul style="list-style-type: none">▪ ปริมาณก๊าซที่อัดกลับด้วยระบบ CCS (เป็นรายเดือน)	<ul style="list-style-type: none">▪ บันทึกปริมาณก๊าซที่ส่งไปอัดกลับลงหลุมด้วยระบบ CCS เป็นรายเดือน	<ul style="list-style-type: none">▪ เดือนละ 1 ครั้ง หลังเริ่มใช้ระบบ CCS จนสิ้นสุดระยะเวลาโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">▪ ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH)▪ ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution)▪ ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี	<ul style="list-style-type: none">▪ 1 ครั้ง ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS และหลังจากนั้นทุกๆ 3 ปี พร้อมกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมอื่นในช่วงก่อนมีระบบ CCS	<ul style="list-style-type: none">▪ สถานีบริเวณรอบตำแหน่งแท่นหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS ทุกแท่น▪ จำนวน 20 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">- 4 สถานีที่ระยะ 100 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 500 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 1,000 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 2,000 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 3,000 เมตร <p>(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 3)</p>	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 8: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
3. สัตว์น้ำดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab Sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม และนำมากรองผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี	<ul style="list-style-type: none">▪ พร้อมกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

รูปที่ 3: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS)



พฤศจิกายน 2566	รับรองจำนวนหน้า 68/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ)	ลงนาม (ที่ปรึกษา)
(นายพิเชษฐ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	(นายถาวร ชินะธิมาตย์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

4 การเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการฯ จะต้องจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแลเพื่อรวบรวมเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมดังนี้

4.1 กำหนดการจัดส่ง

จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปีละ 1 ครั้ง ตั้งแต่เริ่มดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดจนถึงสิ้นสุดอายุโครงการฯ ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว พ.ศ. 2561 ลงวันที่ 19 พฤศจิกายน 2561

ทั้งนี้ หากในปีใดมีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์คุณภาพสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอในมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ให้ผนวกไว้ในเล่มเดียวกัน

4.2 วิธีการจัดส่ง

จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม จำนวน 2 ชุด (เล่มรายงาน พร้อมไฟล์อิเล็กทรอนิกส์)

พฤษภาคม 2566	รับรองจำนวนหน้า 69/69
ลงนาม (เจ้าของโครงการ) (นายพิษณุ แสงจันทร์) ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตนอกชายฝั่ง 3 - ประเทศไทย บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	ลงนาม (ที่ปรึกษา) (นายถาวร ชินะธิมัตถ์มงคล) บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน บริษัท สะสมความดี จำกัด

หนังสือรับรองการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

12 ธันวาคม 2566

หนังสือฉบับนี้ขอรับรองว่า บริษัท สะสมความดี จำกัด เป็นผู้จัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ให้แก่บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) โดยมีผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมบุคคลธรรมดาและเจ้าหน้าที่ประจำดังต่อไปนี้

ผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
บุคคลธรรมดา และกรรมการผู้จัดการ

ลายมือชื่อ

นายถาวร ชินะธิมาตร์มงคล

เจ้าหน้าที่ประจำผู้ร่วมจัดทำรายงาน

ลายมือชื่อ

นางสาวจิตติพันธ์ คำภู

นายศรัณย์พงศ์ อติชาติ

นางสาวกัลยา บุญเพิ่ม

นายกันติทัต รุ่งมณี

(นายถาวร ชินะธิมาตร์มงคล)

ผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมบุคคลธรรมดา และกรรมการผู้จัดการ
บริษัท สะสมความดี จำกัด

SaSomKwamDEE

บัญชีรายชื่อผู้จัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ชื่อ-สกุล / วุฒิการศึกษา	หัวข้อที่ทำการศึกษา	ที่อยู่/ที่ทำงานปัจจุบัน	สัดส่วนผลงาน คิดเป็นร้อยละ ของงานศึกษาจัดทำ รายงานทั้งฉบับ	ลายมือชื่อ
นายถาวร ชินะธิมาตร์มงคล (บุคคลธรรมดาผู้มีสิทธิจัดทำรายงาน) วท.ม. เศรษฐศาสตร์สิ่งแวดล้อม วศ.บ. วิศวกรรมสิ่งแวดล้อม	<ul style="list-style-type: none"> การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม การตรวจสอบความถูกต้องของรายงาน 	ที่อยู่: 7/418 ซอยวิภาวดี 36 แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร ที่ทำงานปัจจุบัน: บริษัท สะสมความดี จำกัด	30	
นางสาวฐิติพันธุ์ ขำภู่ วท.ม. การจัดการทรัพยากรชีวภาพ วท.บ. ชีววิทยา	<ul style="list-style-type: none"> ข้อมูลรายละเอียดของโครงการ การมีส่วนร่วมของประชาชน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ และคุณค่าต่อคุณภาพของชีวิต 	ที่อยู่: 77 ซอยลาดพร้าว 132 แขวงคลองจั่น เขตบางกะปิ กรุงเทพมหานคร ที่ทำงานปัจจุบัน: บริษัท สะสมความดี จำกัด	20	
นายศรัณย์พงศ์ อติชาติ M.Sc. Chemical and Petroleum Engineering B.Sc. Chemical Engineering	<ul style="list-style-type: none"> ข้อมูลรายละเอียดของโครงการ การประเมินผลกระทบกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ 	ที่อยู่: 4 ซอยพหลโยธิน 41 แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร ที่ทำงานปัจจุบัน: บริษัท สะสมความดี จำกัด	20	

บัญชีรายชื่อผู้จัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ชื่อ-สกุล / วุฒิการศึกษา	หัวข้อที่ทำการศึกษา	ที่อยู่/ที่ทำงานปัจจุบัน	สัดส่วนผลงาน คิดเป็นร้อยละ ของงานศึกษาจัดทำ รายงานทั้งฉบับ	ลายมือชื่อ
นางสาวกัลยา บุญเพิ่ม วท.ม. เคมีอินทรีย์ วท.บ. เคมี	<ul style="list-style-type: none"> สภาพสิ่งแวดล้อมปัจจุบันและการประเมินผลกระทบด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ 	ที่อยู่: 888/8 ซอยพหลโยธิน 54/1 แยก4 แขวงสายไหม เขตสายไหม กรุงเทพมหานคร ที่ทำงานปัจจุบัน: บริษัท สะสมความดี จำกัด	15	
นายกันติทัต รุ่งมณี วท.บ. วาริชศาสตร์	<ul style="list-style-type: none"> สภาพสิ่งแวดล้อมปัจจุบัน และการประเมินผลกระทบด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ และด้านคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ 	ที่อยู่: 7/568 ซอยวิภาวดี 36 แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร ที่ทำงานปัจจุบัน: บริษัท สะสมความดี จำกัด	15	

แบบแสดงรายละเอียดการเสนอรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ชื่อโครงการ โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ที่ตั้ง แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 14A 15A และ 16A

ชื่อเจ้าของโครงการ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

เหตุผลในการเสนอรายงาน

- ☐ เป็นโครงการเข้าข่ายต้องจัดทำรายงานตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดโครงการ กิจการ หรือการดำเนินการ ซึ่งต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์วิธีการ และเงื่อนไขในการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2564 ลงวันที่ 18 มกราคม 2564 สำหรับโครงการ กิจการ หรือการดำเนินการประเภท การพัฒนาผลิตปิโตรเลียม
- ☐ เป็นโครงการที่จัดทำรายงานฯ เนื่องจากมติคณะรัฐมนตรี เรื่อง.....
เมื่อวันที่.....(โปรดแนบมติคณะรัฐมนตรีและเอกสารที่เกี่ยวข้อง)
- ☒ อื่นๆ (ระบุ)....ขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการ และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

การขออนุมัติ/อนุญาตโครงการ

- ☒ รายงานนี้จัดทำขึ้นเพื่อประกอบการขออนุมัติ/อนุญาตจาก กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กำหนดโดย พระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2561 มาตรา/ประเภทที่/ข้อ/ลำดับที่ ส่วนที่ 4 การจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม มาตรา 50
- ☐ รายงานนี้จัดทำเพื่อประกอบการขออนุมัติจากคณะรัฐมนตรี
- ☐ รายงานนี้เป็นโครงการที่ไม่ต้องยื่นขอรับอนุญาตจากหน่วยราชการและไม่ต้องขออนุมัติจากคณะรัฐมนตรี
- ☐ รายงานนี้เป็นโครงการ กิจการ หรือการดำเนินการด้าน (ระบุ)
ที่มีความจำเป็นเร่งด่วนเพื่อประโยชน์สาธารณะ ตามมาตรา 49 วรรคสี่ แห่งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2561
- ☐ อื่นๆ (ระบุ).....

สถานภาพโครงการตามขั้นตอนการเสนอรายงาน (ระบุได้มากกว่า 1 ข้อ)

- ☐ ยังไม่ได้ก่อสร้าง/ดำเนินโครงการ
- ☐ เริ่มก่อสร้างโครงการแล้ว (พร้อมระบุวันที่ และรายละเอียดโดยสังเขป และคำสั่งทางปกครอง (ถ้ามี))
- ☐ เปิดดำเนินโครงการแล้ว
- ☒ อื่นๆ (ระบุ).....ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน โดยใช้มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว.....

สถานภาพโครงการนี้รายงานเมื่อวันที่ 4 เมษายน 2566



ใบอนุญาต

เป็นผู้มีสิทธิทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษา
และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบกระเทือนต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม

ใบอนุญาตที่ ๒๒/๒๕๖๕

อาศัยอำนาจตามความในมาตรา ๑๙ แห่งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. ๒๕๑๘ คณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติออกใบอนุญาตฉบับนี้ ให้แก่ บริษัท สะสมความดี จำกัด เพื่อแสดงว่าเป็นผู้มีสิทธิทำรายงานเกี่ยวกับการศึกษาและมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบกระเทือนต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมมีกำหนด ๓ ปี ตั้งแต่วันที่ ๒๔ เดือน ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๖๕ ถึงวันที่ ๒๓ เดือน ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๖๘ โดยผู้ได้รับใบอนุญาตต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขแนบท้ายใบอนุญาตนี้

ให้ไว้ ณ วันที่ ๕ ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๖๕

(นายพิรุณ ลียะสิทธิพานิช)

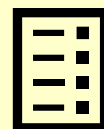
เลขาธิการ

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

เงื่อนไขที่ผู้ได้รับใบอนุญาตจะต้องปฏิบัติ มีดังต่อไปนี้

- (๑) จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้วยความซื่อสัตย์สุจริต และพึงใช้ความระมัดระวังตามสมควรแก่หน้าที่ที่ได้รับทำนั้น.....
- (๒) ไม่บิดเบือนข้อมูลที่จะนำเสนอ เพื่อหวังให้งานบรรลุเป้าหมาย.....
- (๓) ไม่ลงลายมือชื่อเป็นผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในงานที่ตนไม่ได้รับทำหรือตรวจสอบด้วยตนเอง หรือกระทำการใดที่แสดงให้ผู้อื่นเห็นว่าตนมีสิทธิที่จะปฏิบัติงานในวิชาชีพอื่นที่เป็นส่วนหนึ่งของเอกสารประกอบการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม.....
- (๔) ไม่คัดลอกรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมทั้งหมดหรือบางส่วนจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของผู้อื่น เว้นแต่จะได้รับอนุญาตจากผู้อื่นนั้น ยกเว้นเป็นการนำตัวเลขหรือข้อมูลบางส่วนมาใช้ในการอ้างอิงหรือการกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม.....
- (๕) ไม่ละทิ้งงานที่ได้รับทำโดยไม่มีเหตุอันสมควร.....
- (๖) ไม่ปลอมแปลงหรือให้ข้อมูลที่ผิดพลาดเกี่ยวกับคุณสมบัติ ประสบการณ์หรือภาระความรับผิดชอบที่ผ่านมาของตน.....
- (๗) ไม่แอบอ้างนำชื่อและ/หรือประวัติผลงานของผู้อื่นมาใช้ในการเสนองาน โดยไม่ได้รับอนุญาตจากเจ้าของชื่อนั้น และหากได้รับอนุญาตต้องมีหนังสือแสดงการยินยอม.....
- (๘) ไม่โฆษณา เผยแพร่หรือประชาสัมพันธ์ข้อมูลที่ไม่ใช่ข้อเท็จจริง.....
- (๙) กำหนดเงื่อนไขจำกัดขนาด ลักษณะ หรือประเภทของกิจการที่ผู้ได้รับใบอนุญาตจะมีสิทธิทำรายงาน.....

รายงานฉบับหลัก



1	บทนำ	1-1
1.1	ความเป็นมาของโครงการฯ	1-1
1.1.1	รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว	1-1
1.1.2	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน	1-4
1.1.3	เหตุผลและความจำเป็นของการจัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	1-4
1.2	สรุปประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง และการนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้	1-5
1.3	ขอบเขตและวิธีการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	1-13
1.3.1	แนวทางในการจัดทำรายงานฉบับนี้	1-13
1.3.2	ขอบเขตและวิธีการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้	1-13
1.3.2.1	ขอบเขตในการศึกษาข้อมูลรายละเอียดของโครงการ	1-13
1.3.2.2	ขอบเขตการศึกษาสภาพแวดล้อมในปัจจุบัน	1-14
1.3.2.3	ขอบเขตสำหรับการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไข และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	1-15
1.4	องค์ประกอบของรายงานฉบับนี้	1-19
1.5	กฎหมายและข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ	1-19
1.5.1	กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ	1-19
1.5.2	มาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง	1-26
1.5.3	กฎหมายและข้อบังคับสากลที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ	1-27
2	รายละเอียดโครงการ	2-1
2.1	ที่ตั้งโครงการ	2-1
2.2	ประวัติและสถานภาพทางกฎหมายของพื้นที่โครงการ	2-4
2.2.1	ความเป็นมาของสัมปทาน	2-4
2.2.2	การได้รับอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม	2-4
2.2.3	การจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อมที่ผ่านมาในอดีต	2-5
2.3	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบันของโครงการ และประเด็น ที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	2-5

	หน้า
2.4	แผนการดำเนินงานของโครงการ 2-10
2.4.1	ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 2-10
2.4.2	ระยะการเจาะหลุมผลิต 2-10
2.4.3	ระยะผลิตปิโตรเลียม 2-11
2.5	องค์ประกอบของโครงการ 2-12
2.5.1	โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน 2-12
2.5.1.1	กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ 2-14
2.5.1.2	แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน 2-15
2.5.1.3	ท่อขนส่งใต้ทะเล 2-17
2.5.2	โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะติดตั้งเพิ่มเติม 2-21
2.5.2.1	แท่นหลุมผลิต 2-21
2.5.2.2	ท่อขนส่งใต้ทะเล 2-25
2.5.3	แท่นเจาะ 2-26
2.5.3.1	เกณฑ์การคัดเลือกแท่นเจาะสำหรับกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ 2-28
2.5.3.2	ประเภทของแท่นเจาะ 2-30
2.5.3.3	การควบคุมหลุมเจาะ และการป้องกันการพลุ่ง 2-31
2.5.3.4	แผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ 2-32
2.5.3.5	อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย 2-33
2.5.4	เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 2-35
2.5.5	ฐานสนับสนุนบนฝั่ง 2-37
2.5.5.1	ฐานสนับสนุนการขนส่งและจัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ ของเสีย และพนักงาน 2-37
2.5.5.2	ฐานสนับสนุนการบินของเฮลิคอปเตอร์ 2-42
2.6	รายละเอียดกิจกรรมของโครงการ 2-43
2.6.1	ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 2-43
2.6.1.1	การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล 2-43
2.6.1.2	การแจ้งข้อมูลให้กับผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง 2-44
2.6.1.3	การเตรียมพื้นที่ 2-44
2.6.1.4	การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการอาทิตย์ 2-44
2.6.1.5	การติดตั้งแท่นหลุมผลิต 2-45
2.6.1.6	การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลและท่ออื่น 2-47
2.6.2	ระยะการเจาะหลุมผลิต 2-51
2.6.2.1	การเคลื่อนย้ายและติดตั้งแท่นเจาะ 2-51
2.6.2.2	การเจาะหลุมผลิต 2-53
2.6.2.3	การเตรียมหลุมผลิต 2-77

	หน้า
2.6.3	ระยะการผลิตปิโตรเลียม 2-80
2.6.3.1	แผนการผลิตปิโตรเลียม..... 2-80
2.6.3.2	คุณสมบัติของปิโตรเลียม 2-83
2.6.3.3	กระบวนการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน 2-84
2.6.3.4	สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต 2-90
2.6.3.5	การจัดเก็บและขนถ่ายผลิตภัณฑ์..... 2-92
2.6.3.6	การปรับปรุง เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติม และขยายองค์ประกอบสำหรับการผลิตปิโตรเลียม..... 2-92
2.6.3.7	การนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในโครงการอาทิตย์ 2-94
2.6.3.8	กระบวนการผลิตปิโตรเลียมหลังการติดตั้งและใช้งานระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)..... 2-109
2.7	การจ้างงานและที่พักอาศัย..... 2-112
2.8	ระบบอำนวยความสะดวก 2-113
2.8.1	การจัดหาน้ำ..... 2-113
2.8.2	แหล่งพลังงาน 2-114
2.8.3	การขนส่ง 2-115
2.8.3.1	การขนส่งทางอากาศ..... 2-115
2.8.3.2	การขนส่งทางเรือ..... 2-116
2.8.4	ระบบสื่อสาร 2-118
2.9	ของเสีย น้ำเสีย มลสารทางอากาศ และการจัดการ 2-118
2.9.1	ของเสีย 2-121
2.9.1.1	ประเภทของเสีย..... 2-121
2.9.1.2	การรวบรวมและจัดเก็บของเสีย..... 2-122
2.9.1.3	การขนส่งของเสีย 2-124
2.9.1.4	การบำบัดและการกำจัดของเสีย..... 2-125
2.9.1.5	การจัดทำรายงานการจัดการของเสีย..... 2-125
2.9.2	โคลนและเศษหินจากการเจาะ 2-126
2.9.3	น้ำเสีย 2-126
2.9.3.1	น้ำปนเปื้อนน้ำมัน..... 2-126
2.9.3.2	น้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยแรงดันน้ำ 2-128
2.9.3.3	น้ำจากกระบวนการผลิต..... 2-129
2.9.4	ก๊าซเรือนกระจก..... 2-131
2.9.5	สรุปเปรียบเทียบการจัดการของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจกก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้..... 2-134

2.10	การจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม.....	2-142
2.10.1	นโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	2-142
2.10.2	สภาพแวดล้อมในการทำงาน	2-143
2.10.3	ระบบการบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	2-144
2.10.4	แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน.....	2-148
2.10.4.1	การเตรียมความพร้อมเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต.....	2-149
2.10.4.2	แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ.....	2-155
2.11	แผนงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility หรือ CSR).....	2-173
2.11.1	การวางแผนเพื่อดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคมของโครงการฯ.....	2-174
2.12	การรับเรื่องร้องเรียน	2-175
3	สภาพสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน	3-1
3.1	การรวบรวมข้อมูล.....	3-1
3.2	ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ.....	3-2
3.2.1	สภาพภูมิอากาศและอุตุนิยมวิทยา.....	3-2
3.2.2	สมุทรศาสตร์.....	3-8
3.2.3	อัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติ.....	3-13
3.2.4	คุณภาพน้ำทะเล.....	3-13
3.2.5	คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล.....	3-24
3.3	ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ	3-42
3.3.1	แพลงก์ตอนพืช.....	3-42
3.3.2	แพลงก์ตอนสัตว์.....	3-48
3.3.3	ลูกปลาวัยอ่อน	3-53
3.3.4	สัตว์หน้าดิน.....	3-55
3.3.5	สัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์.....	3-59
3.3.6	ระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม	3-62
3.4	คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์	3-65
3.4.1	การประมง	3-65
3.4.2	การคมนาคมขนส่งทางทะเล.....	3-81
3.4.3	ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล	3-87

3.5	คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต	3-89
3.5.1	สภาพเศรษฐกิจ-สังคม.....	3-89
3.5.2	การสาธารณสุข	3-99
3.6	การมีส่วนร่วมของประชาชน	3-105
3.6.1	ข้อมูลโดยสรุปของการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชนในช่วงที่ศึกษาและจัดทำรายงาน ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2.....	3-105
3.6.2	การแจ้งข้อมูลการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้.....	3-111
4	การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	4-1
4.1	ขอบเขตการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	4-1
4.2	การเปรียบเทียบผลกระทบจากกิจกรรมที่เปลี่ยนแปลง	4-28
4.2.1	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ ในระยะการเจาะหลุมผลิต	4-28
4.2.1.1	แหล่งกำเนิดผลกระทบ	4-28
4.2.1.2	แหล่งรับผลกระทบ	4-31
4.2.1.3	การคาดการณ์ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล.....	4-33
4.2.1.4	การคาดการณ์ผลกระทบต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล.....	4-35
4.2.1.5	การคาดการณ์ผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเล.....	4-38
4.2.1.6	การคาดการณ์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดิน.....	4-39
4.2.2	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมงในทุกระยะการดำเนินงาน.....	4-41
4.2.2.1	แหล่งกำเนิดผลกระทบ	4-41
4.2.2.2	แหล่งรับผลกระทบ	4-41
4.2.2.3	การคาดการณ์ผลกระทบ	4-41
4.2.3	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน	4-45
4.2.3.1	ขอบเขตการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ของผู้ปฏิบัติงาน.....	4-45
4.2.3.2	เกณฑ์และวิธีการในการประเมินผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ของพนักงาน.....	4-46
4.2.3.3	การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจาก การทำงาน.....	4-48
4.2.3.4	การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากอุบัติเหตุที่เกิดจากการทำงาน	4-56
4.2.4	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะ.....	4-57
4.2.4.1	แหล่งกำเนิดผลกระทบ	4-57

	หน้า
4.2.4.2	แหล่งรับผลกระทบ 4-57
4.2.4.3	การคาดการณ์ผลกระทบ 4-57
4.2.5	ผลกระทบจากกรณีอันตรายร้ายแรงจากอัคคีภัยและการระเบิด 4-60
4.2.5.1	แหล่งกำเนิดผลกระทบหรือแหล่งอันตรายร้ายแรง 4-60
4.2.5.2	แหล่งรับผลกระทบ 4-61
4.2.5.3	การคาดการณ์ผลกระทบ 4-61
4.2.5.4	การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา 4-71
4.2.5.5	การพิจารณาระดับโอกาสของการเกิด (Likelihood) 4-72
4.2.5.6	การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบ 4-74
4.3	สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น 4-77
5	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม 5-1
5.1	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม 5-1
5.1.1	มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ 5-2
5.1.2	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 5-9
5.1.3	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระหว่างการเจาะหลุมผลิต 5-37
5.1.4	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระหว่างการผลิตปิโตรเลียม 5-71
5.2	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม 5-107
5.2.1	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ... 5-107
5.2.2	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังการเจาะหลุมผลิต 5-110
5.2.3	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม 5-124
5.3	การเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม 5-152
5.3.1	กำหนดการจัดส่ง 5-152
5.3.2	วิธีการจัดส่ง 5-152
6	เอกสารอ้างอิง 6-1

ตารางที่ 1.1-1:	รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง และขอบเขตการดำเนินงาน ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว.....	1-2
ตารางที่ 1.2-1:	การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้	1-7
ตารางที่ 1.3-1:	การพิจารณาและปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ.....	1-16
ตารางที่ 1.3-2:	การพิจารณาและปรับปรุงมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ	1-18
ตารางที่ 1.5-1:	กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล	1-20
ตารางที่ 1.5-2:	กฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล	1-26
ตารางที่ 1.5-3:	รายการอนุสัญญาและพิธีสารที่สำคัญที่เกี่ยวข้องกับการผลิตปิโตรเลียมในทะเล	1-28
ตารางที่ 2.1-1:	พิกัดตำแหน่งอ้างอิงขอบเขตพื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A.....	2-3
ตารางที่ 2.2-1:	ประวัติการขออนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม	2-4
ตารางที่ 2.3-1:	สรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง.....	2-6
ตารางที่ 2.4-1:	แผนการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม.....	2-10
ตารางที่ 2.5-1:	สรุปข้อมูลของแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน	2-16
ตารางที่ 2.5-2:	สรุปข้อมูลท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน.....	2-17
ตารางที่ 2.5-3:	ตำแหน่งพิกัดของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ติดตั้งและใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์	2-19
ตารางที่ 2.5-4:	ตำแหน่งพิกัดของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์	2-22
ตารางที่ 2.5-5:	รายการอุปกรณ์หลักที่ติดตั้งบนแท่นหลุมผลิต	2-24
ตารางที่ 2.5-6:	ตำแหน่งและความยาวของท่อขนส่งใต้ทะเลตามแผนงานเบื้องต้นของโครงการอาทิตย์	2-26
ตารางที่ 2.5-7:	ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของ กลุ่มบริษัท ปตท.สผ.....	2-27
ตารางที่ 2.5-8:	ตัวอย่างแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ	2-33
ตารางที่ 2.5-9:	จำนวนถังดับเพลิงที่แนะนำให้ติดตั้งในพื้นที่ต่างๆ ของแท่นเจาะ.....	2-34
ตารางที่ 2.5-10:	รายการ และหน้าที่ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานจำแนกตามระยะการดำเนินงาน	2-36
ตารางที่ 2.6-1:	สารเคมีที่ใช้ผสมกับน้ำทะเลในการทดสอบท่อ	2-50

ตารางที่ 2.6-2:	ขนาดของหลุม ท่อกรู และระดับความลึกของหลุมแต่ละช่วง สำหรับการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ	2-57
ตารางที่ 2.6-3:	สรุปขั้นตอนหลักของการเจาะหลุมแต่ละช่วง และการติดตั้งท่อกรู	2-61
ตารางที่ 2.6-4:	สรุปทางเลือกสำหรับการใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ	2-62
ตารางที่ 2.6-5:	องค์ประกอบทั่วไปของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด WBM และ SBM และคาดการณ์ปริมาณการใช้เฉลี่ยต่อ 1 หลุม สำหรับกรณีการออกแบบหลุมแบบ 5 ช่วง	2-64
ตารางที่ 2.6-6:	ข้อมูลความเป็นอันตรายต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเลของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนที่ใช้ในการเจาะ	2-66
ตารางที่ 2.6-7:	ผลการทดสอบความเป็นพิษแบบเฉียบพลันของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ที่ใช้เจาะ หลุมผลิตที่แทนหลุมผลิต AWP39 และ AWP41	2-67
ตารางที่ 2.6-8:	ผลการวิเคราะห์ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะในเศษหินจากการเจาะ ที่ดำเนินการที่แทนหลุมผลิต AWP39 ในปี พ.ศ. 2565	2-68
ตารางที่ 2.6-9:	ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ และเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิต 1 หลุม ตามการออกแบบหลุมทั้ง 3 แบบ	2-73
ตารางที่ 2.6-10:	องค์ประกอบโดยทั่วไปของ Cement Spacer และปริมาณการใช้ต่อ 1 หลุม	2-75
ตารางที่ 2.6-11:	การคาดการณ์ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ในช่วงปี พ.ศ. 2567-2572 ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง	2-81
ตารางที่ 2.6-12:	องค์ประกอบและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่ได้จากแหล่งอาทิตย์ (ก่อนเข้าสู่กระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์)	2-83
ตารางที่ 2.6-13:	รายการสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต	2-90
ตารางที่ 2.7-1:	จำนวนผู้ปฏิบัติงานและที่พักอาศัยในแต่ละระยะของโครงการฯ	2-112
ตารางที่ 2.8-1:	วิธีการจัดหา และปริมาณการใช้น้ำอุปโภคบริโภค และน้ำที่ใช้สำหรับการดำเนินงาน	2-113
ตารางที่ 2.8-2:	อัตราการใช้เชื้อเพลิงสำหรับการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์	2-114
ตารางที่ 2.8-3:	รายการระบบสื่อสารที่ใช้สำหรับการปฏิบัติงานโครงการฯ ของโครงการฯ	2-118
ตารางที่ 2.9-1:	การจัดการโคลนและเศษหินจากการเจาะของโครงการฯ	2-126
ตารางที่ 2.9-2:	แหล่งกำเนิดของน้ำปนเปื้อนน้ำมันและระบบการจัดการ	2-127
ตารางที่ 2.9-3:	การคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่จะเกิดขึ้นที่แท่นผลิตอาทิตย์ ในช่วงปี พ.ศ. 2566-2572 ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง	2-129
ตารางที่ 2.9-4:	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ ในปี พ.ศ.2565 จำแนกเป็นรายเดือน	2-133

ตารางที่ 2.9-5:	ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม.....	2-135
ตารางที่ 2.9-6:	ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระหว่างการเจาะหลุมผลิต.....	2-137
ตารางที่ 2.9-7:	ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระหว่างการผลิตปิโตรเลียม.....	2-139
ตารางที่ 2.10-1:	บทบาทและหน้าที่ของทีมงานตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน	2-151
ตารางที่ 2.10-2:	ระดับความรุนแรงของเหตุการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียม	2-157
ตารางที่ 2.10-3:	อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์	2-160
ตารางที่ 2.10-4:	อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ในพื้นที่โครงการ G2/61 ที่อยู่ข้างเคียง	2-161
ตารางที่ 2.10-5:	อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา และสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG).....	2-162
ตารางที่ 2.10-6:	รายการอุปกรณ์ตรวจจับอัคคีภัยในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ.....	2-165
ตารางที่ 2.10-7:	ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิดในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ.....	2-166
ตารางที่ 2.10-8:	ระดับการเตือนภัยเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น.....	2-168
ตารางที่ 2.10-9:	ขั้นตอนการตอบสนองต่อการแจ้งเตือนภัยการเกิดพายุไต้ฝุ่น	2-169
ตารางที่ 3.2-1:	ข้อมูลสถิติภูมิอากาศในคาบ 30 ปี (พ.ศ. 2535-2564) ของสถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี.....	3-5
ตารางที่ 3.2-2:	ข้อมูลสภาพอากาศ และระดับน้ำทะเล จากการตรวจวัดที่แท่นผลิตบงกชเหนือแปลงสำรวจ G2/61 ในปี พ.ศ. 2565	3-6
ตารางที่ 3.2-3:	ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง.....	3-18
ตารางที่ 3.2-4:	ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา.....	3-20
ตารางที่ 3.2-5:	ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1N ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา.....	3-21
ตารางที่ 3.2-6:	ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP8 ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา.....	3-22
ตารางที่ 3.2-7:	ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP29 ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา	3-23
ตารางที่ 3.2-8:	ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง	3-30

ตารางที่ 3.2-9:	สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในบริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565	3-38
ตารางที่ 3.2-10:	สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1N ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565	3-39
ตารางที่ 3.2-11:	สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP8 ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565	3-40
ตารางที่ 3.2-12:	สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP29 ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2562-2565	3-41
ตารางที่ 3.3-1:	ผลการศึกษาแหล่งกักตุนพีชจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรม ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558	3-44
ตารางที่ 3.3-2:	ผลการศึกษาแหล่งกักตุนพีชจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิต ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565	3-47
ตารางที่ 3.3-3:	ผลการศึกษาแหล่งกักตุนสัตว์จากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรม ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558	3-50
ตารางที่ 3.3-4:	ผลการศึกษาแหล่งกักตุนสัตว์จากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิต ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565	3-52
ตารางที่ 3.3-5:	ผลการศึกษาสัตว์หน้าดินจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรม ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558	3-57
ตารางที่ 3.3-6:	ผลการศึกษาสัตว์หน้าดินจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิต ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565	3-58
ตารางที่ 3.4-1:	จำนวนเรือประมงที่ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ ในปี พ.ศ. 2565 จำแนกตามรายจังหวัด.....	3-71
ตารางที่ 3.4-2:	จำนวนเรือประมงในจังหวัดปัตตานีที่ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ ในปี พ.ศ. 2565 จำแนกตามประเภทเครื่องมือประมง.....	3-72
ตารางที่ 3.4-3:	ปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำในปี พ.ศ. 2562-2564.....	3-73
ตารางที่ 3.4-4:	สรุปข้อมูลการลงแรงประมงจำแนกตามเครื่องมือทำการประมง และแหล่งทำการประมง ในฝั่งอ่าวไทย ในปี พ.ศ. 2564.....	3-75

ตารางที่ 3.4-5:	สรุปข้อมูลการลงแรงประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 จำแนกตามเครื่องมือทำการประมง ในปี พ.ศ. 2562-2564.....	3-78
ตารางที่ 3.4-6:	ปริมาณการจับและมูลค่าของสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในแหล่งการทำประมงทะเลที่ 5 จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำ ในปี พ.ศ. 2562-2564.....	3-79
ตารางที่ 3.4-7:	สรุปข้อมูลชนิดของสัตว์น้ำที่จับได้จากเครื่องมือประมง 7 ประเภทในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 ในปี พ.ศ. 2562-2564.....	3-80
ตารางที่ 3.4-8:	สถิติการเกิดอุบัติเหตุการคมนาคมทางน้ำปี พ.ศ. 2560-2564.....	3-84
ตารางที่ 3.4-9:	สถิติเรือเข้า-ออกที่ด่านศุลกากรบริเวณเมืองท่าชายทะเล ในพื้นที่อำเภอไทยตอนกลางและตอนล่าง ในปี พ.ศ. 2562-2564	3-86
ตารางที่ 3.5-1:	จำนวนประชากร ความหนาแน่นของประชากร และอัตราการเปลี่ยนแปลง รายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564	3-90
ตารางที่ 3.5-2:	การเปลี่ยนแปลงทางประชากร รายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564.....	3-91
ตารางที่ 3.5-3:	ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด รายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2563	3-92
ตารางที่ 3.5-4:	รายได้ รายจ่ายและหนี้สินของครัวเรือน รายจังหวัด พ.ศ. 2560-2564	3-93
ตารางที่ 3.5-5:	ข้อมูลเส้นความยากจน สัดส่วนและจำนวนคนจน (ด้านรายจ่าย) พ.ศ. 2562-2564.....	3-94
ตารางที่ 3.5-6:	จำนวนประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป จำแนกตามระดับการศึกษาที่สำเร็จ เป็นรายจังหวัด พ.ศ. 2563-2565	3-95
ตารางที่ 3.5-7:	จำนวนโรงเรียนจำแนกตามระดับการศึกษา เป็นรายจังหวัด.....	3-96
ตารางที่ 3.5-8:	จำนวนสถานศึกษา อาจารย์ และนักศึกษา ในระดับอาชีวศึกษาและอุดมศึกษา จำแนกเป็นรายจังหวัด.....	3-97
ตารางที่ 3.5-9:	สัดส่วนการนับถือศาสนาของประชากร จำแนกเป็นรายจังหวัด.....	3-97
ตารางที่ 3.5-10:	จำนวนวัด สำนักสงฆ์ โบสถ์คริสต์ มัสยิด พระภิกษุ และสามเณร	3-97
ตารางที่ 3.5-11:	จำนวนประชากร จำแนกตามสถานภาพแรงงาน และเพศ เป็นรายจังหวัด พ.ศ. 2565.....	3-98
ตารางที่ 3.5-12:	ประชากรอายุ 6 ปีขึ้นไป จำแนกตามการใช้อินเทอร์เน็ต การใช้โทรศัพท์มือถือ และการมีโทรศัพท์มือถือ เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564	3-99
ตารางที่ 3.5-13:	จำนวนสถานบริการด้านสาธารณสุข จำแนกตามประเภท เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564 ...	3-100
ตารางที่ 3.5-14:	โรงพยาบาลรัฐบาลและโรงพยาบาลเอกชน จำแนกรายอำเภอในพื้นที่จังหวัดสงขลา.....	3-101
ตารางที่ 3.5-15:	จำนวนเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ จำแนกตามประเภท เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564	3-102
ตารางที่ 3.5-16:	สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยใน 5 ลำดับแรก ตามสาเหตุการป่วย 298 กลุ่มโรค จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2558-2562.....	3-103

ตารางที่ 3.5-17: สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยนอก 5 ลำดับแรก ตามสาเหตุการป่วย 21 กลุ่มโรค จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2558-2562.....	3-103
ตารางที่ 3.5-18: อัตราป่วยด้วยโรคติดต่อที่สำคัญ จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2561-2565.....	3-104
ตารางที่ 3.5-19: อัตราป่วยด้วยโรคไม่ติดต่อที่สำคัญ จำแนกรายจังหวัด ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2561-2565	3-104
ตารางที่ 3.6-1: การจำแนกกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีความเกี่ยวข้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการดำเนินโครงการอาทิตยระยะที่ 2.....	3-106
ตารางที่ 3.6-2: ข้อคิดเห็น ข้อเสนอแนะ และข้อห่วงกังวล จากการดำเนินกิจกรรมการมีส่วนร่วม ของประชาชนที่ดำเนินการในขั้นตอนการศึกษาและจัดทำรายงานของ โครงการอาทิตยระยะที่ 2	3-110
ตารางที่ 4.1-1: ตารางเมตริกซ์สำหรับการกลั่นกรองประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นของโครงการอาทิตย	4-3
ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงาน ที่กำหนดไว้แล้ว	4-4
ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะ และความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น	4-17
ตารางที่ 4.1-4: สรุปประเด็นหัวข้อที่จะทำการประเมินผลกระทบในรายละเอียด <u>เพื่อเปรียบเทียบ</u> <u>ผลกระทบก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้</u> ทั้งจากการดำเนินการตามแผนงานปกติ และจากกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินไม่ปกติ	4-27
ตารางที่ 4.2-1: สรุปการจัดการและปริมาณเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน ของหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง.....	4-29
ตารางที่ 4.2-2: ผลการคาดการณ์ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด และระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหว ที่อยู่ใกล้ที่สุดของกองเศษหิน โดยจำแนกกรณีเริ่มการเจาะในแต่ละเดือน	4-37
ตารางที่ 4.2-3: ปัจจัยในการประเมินผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน.....	4-45
ตารางที่ 4.2-4: เกณฑ์กำหนดสำหรับพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา	4-46
ตารางที่ 4.2-5: เกณฑ์กำหนดสำหรับโอกาสของการเกิด.....	4-47
ตารางที่ 4.2-6: แผนผังเมตริกซ์แสดงระดับความเสี่ยงต่อสุขภาพ (Health risk assessment matrix).....	4-47
ตารางที่ 4.2-7: คำจำกัดความของนัยสำคัญของผลกระทบ	4-48
ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งคุกคามสุขภาพในแต่ละด้านและการรับสัมผัส ของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง	4-50
ตารางที่ 4.2-9: องค์ประกอบที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard source) ของโครงการ.....	4-61
ตารางที่ 4.2-10: กรณศึกษาและโอกาสในการรื้อไหลในแต่ละรายการอุปกรณ์ของโครงการ.....	4-63

ตารางที่ 4.2-11:	รายละเอียดอัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหลของแต่ละหน่วยอันตราย	4-64
ตารางที่ 4.2-12:	ลักษณะผลกระทบจากการแผ่รังสีความร้อนในกรณีเหตุการณ์เพลิงไหม้	4-66
ตารางที่ 4.2-13:	ลักษณะผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด.....	4-67
ตารางที่ 4.2-14:	ผลการคาดการณ์รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดเพลิงไหม้.....	4-68
ตารางที่ 4.2-15:	ผลการคาดการณ์รัศมีของแรงอัดระเบิดที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดการระเบิด.....	4-70
ตารางที่ 4.2-16:	เกณฑ์กำหนดสำหรับโอกาสของการเกิด.....	4-72
ตารางที่ 4.2-17:	ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากการพลุ่ง.....	4-73
ตารางที่ 4.2-18:	สรุปการประเมินระดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบจากกรณีเกิดอัคคีภัย และการระเบิดโดยจำแนกเป็นรายการ.....	4-76
ตารางที่ 4.3-1:	สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงาน ตามแผนงานปกติของโครงการ.....	4-78
ตารางที่ 4.3-2:	สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ที่อาจเกิดขึ้น จากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการ.....	4-79
ตารางที่ 4.3-3:	สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตที่อาจเกิดขึ้น จากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการ.....	4-80
ตารางที่ 4.3-4:	สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่ปกติ.....	4-80
ตารางที่ 5.1-1:	การเปรียบเทียบมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง	5-3
ตารางที่ 5.1-2:	มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการอาทิตย์.....	5-7
ตารางที่ 5.1-3:	การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้าง เพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง	5-10
ตารางที่ 5.1-4:	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม	5-25
ตารางที่ 5.1-5:	การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิต ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง	5-38
ตารางที่ 5.1-6:	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต.....	5-59
ตารางที่ 5.1-7:	การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง	5-72
ตารางที่ 5.1-8:	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม.....	5-94

ตารางที่ 5.2-1:	การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่าง การเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่.....	5-108
ตารางที่ 5.2-2:	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิต ของโครงการฯ (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่).....	5-109
ตารางที่ 5.2-3:	การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะ หลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่.....	5-111
ตารางที่ 5.2-4:	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะ หลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่).....	5-118
ตารางที่ 5.2-5:	การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการผลิต ปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่.....	5-125
ตารางที่ 5.2-6:	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะเวลาการผลิต ปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS).....	5-141
ตารางที่ 5.2-7:	มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม ของโครงการอาทิตย์ ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS.....	5-149

รูปที่ 2.1-1:	ตำแหน่งพื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A และพื้นที่สำรวจแปลงอื่นโดยรอบ	2-2
รูปที่ 2.5-1:	ภาพรวมของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์	2-13
รูปที่ 2.5-2:	กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	2-14
รูปที่ 2.5-3:	ภาพจำลองแสดงองค์ประกอบของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่	2-23
รูปที่ 2.5-4:	ตัวอย่างของแท่นเจาะชนิดหยั่งติดพื้นทะเลแบบยกตัวได้	2-30
รูปที่ 2.5-5:	ตัวอย่างของแท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ	2-31
รูปที่ 2.5-6:	ตัวอย่างอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP)	2-32
รูปที่ 2.5-7:	ที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา และระยะห่างจากพื้นที่โครงการอาทิตย์	2-38
รูปที่ 2.5-8:	ที่ตั้งและองค์ประกอบของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	2-41
รูปที่ 2.5-9:	การใช้ประโยชน์พื้นที่ทำเทียบเรือ	2-41
รูปที่ 2.5-10:	ส่วนประกอบของพื้นที่อำนวยความสะดวกบนฝั่ง	2-42
รูปที่ 2.6-1:	ตัวอย่างรูปแสดงการลากจูงโครงสร้างแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ	2-45
รูปที่ 2.6-2:	ตัวอย่างรูปแสดงขั้นตอนการติดตั้งแท่นหลุมผลิต	2-46
รูปที่ 2.6-3:	ตัวอย่างรูปแสดงการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล	2-47
รูปที่ 2.6-4:	ขั้นตอนการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	2-49
รูปที่ 2.6-5:	ตัวอย่างการติดตั้งแท่นเจาะชนิดหยั่งติดพื้นทะเลแบบยกตัวได้	2-52
รูปที่ 2.6-6:	ตัวอย่างแผนภาพแสดงลำดับขั้นหินในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งได้จากการสำรวจด้วยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน และการเจาะหลุมผลิตที่ดำเนินการไปแล้ว	2-54
รูปที่ 2.6-7:	โครงสร้างธรณีวิทยาบริเวณตำแหน่งที่ตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ	2-55
รูปที่ 2.6-8:	ค่าความดันในชั้นหิน (Formation Pressure Profile) ที่พิจารณาสำหรับออกแบบหลุมผลิตในแหล่งอาทิตย์ตอนกลาง (ซ้าย) และอาทิตย์ใต้ (ขวา)	2-56
รูปที่ 2.6-9:	แบบหลุมทั่วไปสำหรับการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์	2-58
รูปที่ 2.6-10:	ข้อมูลและการออกแบบหลุมสำหรับอัดก๊าซในระบบ CCS ที่แท่นหลุมผลิต AWP1	2-59
รูปที่ 2.6-11:	การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะในแต่ละช่วงของหลุมเจาะ	2-69
รูปที่ 2.6-12:	ผังแสดงระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ	2-70
รูปที่ 2.6-13:	ผังแสดงตัวอย่างระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ	2-74

รูปที่ 2.6-14:	แผนภาพตัวอย่างการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิตในหลุมผลิตของโครงการฯ.....	2-78
รูปที่ 2.6-15:	แผนภาพตัวอย่างอุปกรณ์สำหรับการผลิตที่มี Standalone Sand Screen (SAS) ติดตั้งอยู่ ...	2-79
รูปที่ 2.6-16:	ภาพรวมของกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ.....	2-84
รูปที่ 2.6-17:	แผนผังแสดงกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์.....	2-85
รูปที่ 2.6-18:	ตัวอย่างพื้นที่จัดเก็บสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์	2-91
รูปที่ 2.6-19:	ผังแสดงองค์ประกอบของอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มเติม	2-96
รูปที่ 2.6-20:	แผนผังแสดงการขยายพื้นที่ของแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต AWP1 เพื่อติดตั้งอุปกรณ์ในระบบ CCS.....	2-97
รูปที่ 2.6-21:	โครงสร้างของชั้นหินบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1	2-99
รูปที่ 2.6-22:	ลำดับชั้นหินที่เป็นเป้าหมายสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO ₂ บริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1	2-100
รูปที่ 2.6-23:	ภาพตัดขวางโครงสร้างธรณีของแหล่งกักเก็บ และแนวหลุมที่จะดำเนินการพัฒนาเพื่อใช้อัดกลับก๊าซ CO ₂ ในระบบ CCS.....	2-103
รูปที่ 2.6-24:	ตำแหน่งโครงสร้างธรณีของแหล่งกักเก็บ ที่จะดำเนินการพัฒนาเพื่อใช้อัดกลับก๊าซ CO ₂ ในระบบ CCS.....	2-104
รูปที่ 2.6-25:	การติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (MMV) ในหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂	2-106
รูปที่ 2.6-26:	แผนผังแสดงกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์ หลังมีการติดตั้งและใช้งานระบบ CCS....	2-110
รูปที่ 2.9-1:	ภาพรวมการจัดการของเสีย และน้ำเสียในพื้นที่ของโครงการอาทิตย์ในภาพรวม	2-119
รูปที่ 2.9-2:	ภาพรวมการจัดการของเสีย ภายนอกพื้นที่ของโครงการอาทิตย์ ในราชอาณาจักร ในภาพรวม.....	2-120
รูปที่ 2.9-3:	ตัวอย่างภาชนะบรรจุของเสียสำหรับขนส่ง.....	2-123
รูปที่ 2.9-4:	แผนผังแสดงการรวบรวมและขนส่งของเสียของโครงการฯ.....	2-124
รูปที่ 2.9-5:	สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แบ่งตามแหล่งกำเนิดจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ ในปี พ.ศ. 2565	2-132
รูปที่ 2.10-1:	ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.....	2-145
รูปที่ 2.10-2:	แผนผังโครงสร้างองค์กร ในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือภาวะวิกฤต ในระดับต่างๆ	2-150
รูปที่ 2.10-3:	การแจ้งและประสานงานกับหน่วยงานภายนอก	2-153
รูปที่ 2.10-4:	ขั้นตอนการสื่อสารเพื่อตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต.....	2-155
รูปที่ 2.10-5:	ขั้นตอนการสื่อสารเพื่อตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต.....	2-158
รูปที่ 2.10-6:	ระยะในการแจ้งเตือนกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น.....	2-168

รูปที่ 2.10-7:	ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุการณ์กรณีมีผู้บุกรุกบนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง	2-171
รูปที่ 2.12-1:	ผังการตอบสนองการรับเรื่องร้องเรียน	2-176
รูปที่ 3.2-1:	ทิศทางและช่วงเวลาของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ	3-3
รูปที่ 3.2-2:	สถิติพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทย (พ.ศ.2494-2564) จำแนกเป็นรายปี	3-7
รูปที่ 3.2-3:	สถิติพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทย (พ.ศ.2494-2564) จำแนกเป็นรายเดือน	3-8
รูปที่ 3.2-4:	ทิศทางการไหลเวียนของกระแสน้ำในอ่าวไทย	3-11
รูปที่ 3.2-5:	ตัวอย่างรูปแบบการไหลเวียนของกระแสน้ำบริเวณพื้นที่โครงการฯ	3-12
รูปที่ 3.2-6:	ตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล	3-15
รูปที่ 3.2-7:	สัดส่วนขนาดอนุภาคของตะกอนจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558	3-25
รูปที่ 3.2-8:	สัดส่วนขนาดอนุภาคของตะกอนจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล ตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565	3-27
รูปที่ 3.3-1:	การพบโลมาในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล	3-60
รูปที่ 3.3-2:	ตำแหน่งที่พบเห็นสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ และระยะห่างจากขอบของพื้นที่ โครงการอาทิตย์	3-61
รูปที่ 3.3-3:	ตำแหน่งพื้นที่อ่อนไหวและระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ และระยะห่างจากขอบของพื้นที่ โครงการอาทิตย์	3-64
รูปที่ 3.4-1:	แหล่งการทำประมงทะเลในน่านน้ำไทยฝั่งอ่าวไทย และพื้นที่ดำเนินงานของโครงการฯ	3-67
รูปที่ 3.4-2:	เขตห้ามใช้เครื่องมือทำการประมงบางชนิดบริเวณอ่าวไทยตอนบน และตอนกลาง	3-69
รูปที่ 3.4-3:	แผนที่การเดินทางเรือในอ่าวไทย และพื้นที่โครงการอาทิตย์	3-83
รูปที่ 3.4-4:	สถิติเรือเข้า-ออกที่ด่านศุลกากรบริเวณเมืองท่าชายทะเลทั้งหมดในประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2562-2564	3-85
รูปที่ 3.4-5:	แนวท่อขนส่งปิโตรเลียมและแนวสายเคเบิลใต้น้ำในบริเวณใกล้เคียงกับพื้นที่ โครงการอาทิตย์	3-88
รูปที่ 3.6-1:	ภาพถ่ายจากการขอเข้าพบเพื่อชี้แจงข้อมูล และเผยแพร่เอกสารแจ้งการเปลี่ยนแปลง รายละเอียดในการดำเนินงานของโครงการฯ	3-112
รูปที่ 4.2-1:	รูปแบบทั่วไปของการเคลื่อนที่และการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลน ที่ติดกับเศษหิน	4-34
รูปที่ 5.2-1:	ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต	5-123

รูปที่ 5.2-2:	ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้ระบบ CCS).....	5-148
รูปที่ 5.2-3:	ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS).....	5-151

รายการภาคผนวก

ภาคผนวกที่ 1.1-1	สำเนาหนังสือเห็นชอบของรายงานที่เกี่ยวข้อง และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว
ภาคผนวกที่ 2.2-1	ประวัติการสำรวจในพื้นที่แปลงสำรวจ 14A, 15A และ 16A
ภาคผนวกที่ 2.6-1	เอกสารข้อมูลความปลอดภัยเคมีภัณฑ์ของสารเคมีที่ใช้ในการดำเนินงานของโครงการฯ และ Pose Little Or No Risk to the Environment หรือ รายงานสารเคมีที่พิจารณาว่าไม่มีความเสี่ยงที่จะเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม ตามข้อตกลง OSPAR ซึ่งเป็นการรวมกลุ่มกันของ 15 ประเทศในยุโรปเพื่อปกป้องคุ้มครองสิ่งแวดล้อมในทะเล
ภาคผนวกที่ 2.6-2	ผลการทดสอบความเป็นพิษแบบเฉียบพลันของโคลนเจาะและเศษหินจากการเจาะจากแท่นหลุมผลิต AWP-39 และ AWP-41 ในปี พ.ศ. 2565
ภาคผนวกที่ 2.6-3	Carbon Capture And Storage (CCS) Technical Guideline Development Project
ภาคผนวกที่ 2.6-4	ตัวอย่างข้อมูลการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) ของโครงการฯ
ภาคผนวกที่ 2.6-5	แผนตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ ในพื้นที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์
ภาคผนวกที่ 2.9-1	สำเนาหนังสือกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่ พน. 0308/359 เรื่อง ผลการพิจารณาแผนการจัดการของเสียโครงการอาทิตย์ (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ลงวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2565
ภาคผนวกที่ 3.2-1	วิธีการเก็บตัวอย่างและการวิเคราะห์คุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล ภายในพื้นที่โครงการฯ
ภาคผนวกที่ 3.6-1	เอกสารแจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในการดำเนินงานของโครงการฯ ที่นำเสนอต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ คือ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี

บทที่ 1
บทนำ



1 บทนำ

1.1 ความเป็นมาของโครงการฯ

1.1.1 รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (ต่อไปในรายงานฉบับนี้จะใช้คำว่า “ปตท.สผ.”) เป็นผู้ได้รับสิทธิประโยชน์และพันธะในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทย หมายเลข 14A 15A และ 16A (ต่อไปในรายงานฉบับนี้จะใช้คำว่า “แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A”) จาก กระทรวงพลังงาน ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2541 และได้เริ่มดำเนินการพัฒนาพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งเรียกรวมว่า “พื้นที่โครงการอาทิตย์” เพื่อดำเนินการผลิตปิโตรเลียมตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 จนถึงปัจจุบัน โดยเป็นการดำเนินงานภายใต้เงื่อนไขของรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และรายงานการขอเปลี่ยนแปลงที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว สรุปตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 1.1-1

**ตารางที่ 1.1-1: รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง และขอบเขตการดำเนินงาน
ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว**

รายงานที่เกี่ยวข้อง	ขอบเขตการดำเนินงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว
<p>รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย (“โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1”) ได้รับความเห็นชอบจากหนังสือที่ ทส 1009/1071 ลงวันที่ 29 มกราคม 2547 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>ครอบคลุมการดำเนินงาน ซึ่งแบ่งเป็น 5 ระยะ ประกอบด้วย</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ระยะการก่อสร้าง แบ่งเป็น 3 ส่วน คือ <ol style="list-style-type: none"> 1.1. การติดตั้งองค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนเหนือ ได้แก่ แท่นผลิตกลาง (APP) แท่นที่อยู่สำหรับพนักงาน (AQP) แท่นเผือก๊าซ (FP) สะพานเชื่อมระหว่างแท่น APP, แท่น AQP, แท่น FP และแท่น WP1 และแท่นหลุมผลิตจำนวน 25 แท่น 1.2. การติดตั้งองค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนใต้ ได้แก่ แท่นรวบรวมก๊าซ (GP) แท่นเพิ่มแรงดันก๊าซและแท่นที่อยู่สำหรับพนักงาน (CQP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 20 แท่น 1.3. การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิตจำนวน 6 หลุมต่อแท่น หากมีการเจาะเกิน 6 หลุม จะแจ้งให้ ชช. และ สผ. ให้ทราบล่วงหน้า ซึ่งต่อมา ปตท.สผ. ได้แจ้งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้วว่า จะเจาะหลุมผลิตรวม 16 หลุมต่อแท่น ตามหนังสือเลขที่ ปตท.สผ. 12092/00-9529/2016 ลงวันที่ 26 ตุลาคม 2559 2. ระยะการติดตั้งท่อ ประกอบด้วย <ol style="list-style-type: none"> 2.1. ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตในพื้นที่ตอนเหนือ เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP 2.2. ท่อขนส่งใต้ทะเล ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาว 31 กิโลเมตร เพื่อใช้ส่งคอนเดนเสทจากแท่น APP ไปยังเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ในพื้นที่แหล่งบงกช 2.3. ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตในพื้นที่ตอนใต้กับแท่นรวบรวมก๊าซ (GP) และท่อเชื่อมต่อแท่น GP เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP 3. ระยะการทดสอบและทดลองเดินระบบ 4. ระยะดำเนินการ 5. ระยะเลิกดำเนินการ
<p>รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาระบบผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A แหล่งอาทิตย์เหนือ บริเวณอ่าวไทย (“โครงการอาทิตย์เหนือ”) ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009.2/5920 ลงวันที่ 4 สิงหาคม 2551 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>ครอบคลุมการดำเนินงาน ได้แก่ การติดตั้งเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (FPSO) ในบริเวณพื้นที่ตอนเหนือของพื้นที่ผลิตอาทิตย์ เพื่อรับปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตจำนวน 4 แท่น ได้แก่ AWP1N, AWP2N, AWP3N, และ AWP5 (มีท่อเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์)</p>
<p>รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งที่ 1 ของโครงการอาทิตย์เหนือ ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส. 1009.2/5393 ลงวันที่ 30 กรกฎาคม 2553 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>ขอเปลี่ยนแปลงระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตจากการบำบัดแล้วระบายลงสู่ทะเล เป็นการรวบรวมแล้วสูบน้ำและขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง</p>
<p>รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งที่ 2 ของโครงการอาทิตย์เหนือ ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009.2/978 ลงวันที่ 27 มกราคม 2554 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>ขอเปลี่ยนแปลงระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตจากการรวบรวมแล้วสูบน้ำและขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง มาใช้วิธีการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำเป็นระบบหลัก โดยมีหลุมอัดกลับน้ำที่แท่นหลุมผลิต AWP1N</p>

ตารางที่ 1.1-1: รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง และขอบเขตการดำเนินงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว (ต่อ)

รายงานที่เกี่ยวข้อง	ขอบเขตการดำเนินงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว
<p>รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการครั้งที่ 3 ของโครงการอาทิตย์เหนือ</p> <p>ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009.2/4062 ลงวันที่ 1 พฤษภาคม 2555 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>เนื่องจากอัตราการผลิตลดลงจนไม่คุ้มค่าใช้จ่ายเรือ FPSO ในการผลิต แต่แทนหลุมผลิตที่ติดตั้งแล้วในขณะนั้น ได้แก่ AWP1N , AWP2N และ AWP5 ยังมีปิโตรเลียมเหลืออยู่ ดังนั้น จึงขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. การปลดระวางเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (FPSO) ออกจากพื้นที่โครงการ 2. การเปลี่ยนแปลงระบบการผลิตปิโตรเลียม โดยส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ และให้อยู่ภายใต้การบริหารจัดการของโครงการอาทิตย์ 3. การยกเลิกมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับเรือ FPSO <p>ทั้งนี้ หลังจากรายงานการเปลี่ยนแปลงครั้งที่ 3 ของโครงการอาทิตย์เหนือ ได้รับความเห็นชอบ ปตท.สผ. ได้ดำเนินการยุติการผลิตที่เรือ FPSO และปลดระวางออกจากพื้นที่ดำเนินงาน โดยได้ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่ตำแหน่งเดิมของเรือ FPSO ในปี พ.ศ. 2555 และ พ.ศ. 2556 ซึ่งผลการติดตามตรวจสอบแสดงให้เห็นว่าดัชนีด้านสิ่งแวดล้อมที่ติดตามตรวจสอบมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน และไม่พบความแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญกับสถานีอ้างอิง ดังนั้น ปตท.สผ. จึงส่งหนังสือแจ้งสิ้นสุดมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์เหนือ ต่อ สผ. และ ชร. เมื่อวันที่ 9 ธันวาคม 2557 โดยยังดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่แท่นหลุมผลิต AWP1N และผนวกผลการดำเนินการไว้กับรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 อย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน</p>
<p>รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ครั้งที่ 1 (“รายงานการเปลี่ยนแปลงของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1”)</p> <p>ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ พน 0308/ 4842 ลงวันที่ 12 ตุลาคม 2558 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>เพื่อลดความซ้ำซ้อนในการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์เหนือ และโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ปตท.สผ. จึงได้เสนอรายงานการเปลี่ยนแปลงของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ต่อ ชร. เพื่อขอผนวกรวมมาตรการทั่วไป มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และโครงการอาทิตย์เหนือ และใช้สำหรับการดำเนินงานในพื้นที่โครงการอาทิตย์มาจนถึงปัจจุบัน</p>
<p>รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย (“โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2”)</p> <p>ได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส. 1009.2/9180.4 ลงวันที่ 8 สิงหาคม 2559 (ภาคผนวกที่ 1.1-1)</p>	<p>ครอบคลุมการดำเนินงาน ซึ่งแบ่งเป็น 4 ระยะ ประกอบด้วย</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ระยะเตรียมการ และติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ โดยมีองค์ประกอบที่จะติดตั้งใหม่ ได้แก่ แท่นหลุมผลิต จำนวน 15 แท่น และท่อขนส่งใต้ทะเล จำนวน 15 เส้น 2. ระยะเจาะหลุมผลิต โดยจะเจาะหลุมผลิตสูงสุด 16 หลุมต่อแท่น 3. ระยะผลิตปิโตรเลียม โดยจะรวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มทั้ง 15 แท่น ไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP โดยจะใช้องค์ประกอบต่างๆ ร่วมกับโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 4. ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง

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

1.1.2 สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน

ปัจจุบันการดำเนินงานในพื้นที่โครงการอาทิตย์อยู่ในระยะการผลิตปิโตรเลียม โดย ปตท.สผ. ได้เสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์เป็นประจำทุกปีอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปีแรกที่เริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียม คือ ในปี พ.ศ. 2551 จนถึงปัจจุบัน โดยรายงานฉบับล่าสุดที่เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) และสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ได้แก่ รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ (เดือนมกราคม-ธันวาคม 2565)

ทั้งนี้ โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ในปัจจุบัน เป็นการติดตั้งและดำเนินการผลิตตามขอบเขตที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และยังไม่ได้เริ่มดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มเติมตามแผนที่นำเสนอไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

1.1.3 เหตุผลและความจำเป็นของการจัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

เนื่องจากรายละเอียดของแผนการดำเนินงานที่ระบุไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 เป็นแผนการดำเนินงานที่ ปตท.สผ. พิจารณาจากข้อมูลที่รวบรวมได้ตั้งแต่ในช่วงเริ่มดำเนินการศึกษาเพื่อจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในช่วงปี พ.ศ. 2545-2546 ซึ่งหลังจากที่รายงานดังกล่าวได้รับความเห็นชอบแล้ว ในปี พ.ศ. 2547 จึงเริ่มดำเนินงานติดตั้งโครงสร้างต่างๆ และเริ่มผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน ซึ่งในช่วงเวลาที่ผ่านมามากกว่า 15 ปี ปตท.สผ. ได้มีการปรับปรุงแผนการดำเนินงานต่างๆ ให้สอดคล้องกับข้อมูลทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม และเทคโนโลยีในอุตสาหกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมและการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง รวมถึงข้อกำหนดของกฎหมายต่างๆ ทั้งที่มีการกำหนดขึ้นเพิ่มเติม และที่มีการปรับปรุงจากในอดีต ประกอบกับปัจจุบัน ปตท.สผ. ยังไม่ได้เริ่มดำเนินการตามแผนที่นำเสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559 และคาดว่าจะเริ่มดำเนินการได้ในปี พ.ศ. 2568 รวมทั้ง ปตท.สผ. มีแผนที่จะปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ ให้มีระบบการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่แยกออกจากก๊าซธรรมชาติก่อนส่งขาย โดยจะนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

ดังนั้น เพื่อให้การดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ทั้งที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน และที่จะดำเนินงานต่อไปตามแผน มีมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) ที่มีประสิทธิภาพ มีความทันสมัย รวมทั้งสอดคล้องกับการดำเนินงานทั้งหมดของโครงการอาทิตย์ ทั้งในปัจจุบันและตามแผนงานที่วางไว้จนสิ้นสุดระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมตามสัญญาสัมปทาน ปตท.สผ. จึงมีความประสงค์ที่จะขอเปลี่ยนแปลงข้อมูลรายละเอียดของโครงการอาทิตย์และมาตรการฯ ที่นำเสนอไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วทั้งโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 โดยรวบรวมมาผนวกเข้าไว้ด้วยกัน และปรับปรุงให้สอดคล้องกับการดำเนินงานและแผนงานที่เป็นปัจจุบัน พร้อมทั้งทบทวนการประเมินผลกระทบให้ครอบคลุมกับแผนการดำเนินงานที่เปลี่ยนแปลงและเพิ่มขึ้น โดยได้มอบหมายให้บริษัท สะสมความดี จำกัด ซึ่งเป็นนิติบุคคลที่ได้รับอนุญาตจาก สผ. ให้เป็นผู้มีสิทธิจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้เป็นบริษัทที่ปรึกษาผู้รับผิดชอบในการศึกษาและจัดทำรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฉบับนี้ เพื่อเสนอต่อ ชธ. และ สผ. ตามกระบวนการพิจารณาต่อไป ก่อนที่จะ

เริ่มดำเนินการปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ รวมถึงการติดตั้งแท่นหลุมผลิตที่เคยนำเสนอ
แผนไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ต่อไป

1.2 สรุปประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง และการนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้

รายงานฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการที่นำเสนอไว้ในรายงานของโครงการ
อาทิตย์ระยะที่ 2 ซึ่งยังไม่ได้เริ่มดำเนินการตามแผนที่ได้รับความเห็นชอบทั้งในระบเตรียมการ และติดตั้งโครงสร้าง
และระยะเจาะหลุมผลิต ส่วนในระยะผลิตปิโตรเลียม จะทบทวนและรวบรวมข้อมูลที่ได้นำเสนอไว้ในรายงานของ
โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 แล้วมาผนวกรวมกับรายละเอียดของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และปรับปรุงให้สอดคล้อง
กับข้อมูลดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน และแผนการพัฒนาของโครงการอาทิตย์ในระยะต่อไป พร้อมทั้งพิจารณา
ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลง เพื่อประเมินผลกระทบในรายละเอียด และ
พิจารณาปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบ
สิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) ให้เหมาะสมมากขึ้น ทั้งนี้ เพื่อนำมาตรการฯ ดังกล่าวมาใช้ในการดำเนินงานโครงการ
อาทิตย์แทนมาตรการฯ ที่ระบุไว้ในรายงานทั้ง 2 ฉบับที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

นอกจากนี้ จะขอเปลี่ยนแปลงชื่อของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ให้สอดคล้องกัน
ทั้งหมดเป็น “โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A
ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)” และใช้ชื่อรายงานฉบับนี้ว่า “รายงานการเปลี่ยนแปลง
รายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลง
สำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)”
ซึ่งสามารถสรุปประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง และการนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้ ได้ดังนี้

1. การเปลี่ยนแปลงชื่อโครงการ เพื่อให้ชื่อของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ให้สอดคล้อง
กันทั้งหมดเป็น “โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ
16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)” และใช้ชื่อรายงานฉบับนี้ว่า “รายงาน
การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียม
แหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิต
ปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)”

2 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ดังแสดงในตารางที่ 1.2-1 ซึ่งมีประเด็นสำคัญ ได้แก่

- 2.1 การรวบรวมและปรับปรุงรายละเอียดขององค์ประกอบภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้สอดคล้อง
กับข้อมูลโครงสร้างที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน ทั้งตำแหน่งที่ติดตั้ง และการใช้งานในปัจจุบัน
- 2.2 การเปลี่ยนแปลงตำแหน่งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติมทั้งหมดตามแผน
ที่นำเสนอไว้ในรายงานของโครงการระยะที่ 2 (แท่นหลุมผลิต 15 แท่น และแนวท่อขนส่งใต้ทะเล
15 แนว) และเพิ่มจำนวนแท่นหลุมผลิต 1 แท่น และท่อขนส่งใต้ทะเล 1 แนว ดังนั้น
หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จะมีจำนวนแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มขึ้นรวม 16 แท่น และ
ท่อขนส่งใต้ทะเลรวม 16 แนว

- 2.3 การเปลี่ยนแปลงแบบของแท่นหลุมผลิตทั้ง 16 แท่นที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผน ให้เป็นแท่นที่สามารถรองรับการเจาะหลุมและผลิตปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้น จากเดิม 16 หลุม เป็น 24 หลุม รวมทั้งขอเพิ่มทางเลือกในการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่เคยใช้งานแล้วกลับมาใช้ใหม่
- 2.4 การวางท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 จำนวน 1 แนว ความยาวประมาณ 2.7 กิโลเมตร เพื่อเชื่อมต่อจากแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน (จำนวน 1 แนว ความยาว 31.33 กิโลเมตร ที่เชื่อมระหว่างแท่นผลิตอาทิตย และโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเลแบบ PLEM ของเรือ FSO2) ไปยังโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเลแบบ PLEM ของเรือ FSO3 ซึ่งจะถูกนำมาติดตั้งและใช้งานแทนเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ลำเดิมที่ใช้อยู่ในปัจจุบันซึ่งใกล้จะสิ้นสุดอายุการใช้งาน ทั้งนี้ เพื่อให้โครงการอาทิตยสามารถหลีกเลี่ยงก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ผลิตได้ไปกักเก็บและรอจำหน่ายที่เรือ FSO3 ได้อย่างต่อเนื่อง
หมายเหตุ: การติดตั้งเรือ FSO3 เพื่อนำมาใช้แทนเรือ FSO2 เมื่อสิ้นสุดอายุการใช้งาน และการจัดการก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ทั้งการกักเก็บและการสูบน้ำ อยู่ใ้ในขอบเขตการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยของโครงการ G2/61
- 2.5 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของกิจกรรมในระยะเจาะหลุมผลิต ได้แก่
 - 2.5.1 การเพิ่มจำนวนหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น จากเดิมสูงสุด 16 หลุมต่อแท่น เป็นสูงสุด 24 หลุมต่อแท่น
 - 2.5.2 การเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ ในระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)
 - 2.5.3 การเพิ่มแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย ให้ครอบคลุมลักษณะของแหล่งกักเก็บทุกแบบ โดยจะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง
 - 2.5.4 การเปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งข้อมูลในรายการของ Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (<https://www.ospar.org/> สืบค้นเมื่อมีนาคม 2566)
- 2.6 การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของกิจกรรมในระยะผลิตปิโตรเลียม ได้แก่
 - 2.6.1 การผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตยต่อเนื่องจากที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันตามแผนพัฒนาที่มีการปรับปรุงใหม่
 - 2.6.2 การปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย (APP) โดยจะนำระบบ CCS มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

3. การเปลี่ยนแปลงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) โดยพิจารณาความเหมาะสมของมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และความจำเป็นในการเปลี่ยนแปลงหรือกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติมต่อไป จากการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลง รวมทั้งทบทวนมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วจากรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 และระยะที่ 2 มาผนวกรวมกัน และปรับปรุงให้มีความทันสมัย และสอดคล้องกับการดำเนินงานทั้งหมดในโครงการอาทิตย ทั้งในปัจจุบันและตามแผนงานที่วางไว้จนสิ้นสุดระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมตามสัญญาสัมปทาน

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้

หัวข้อ	รายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	รายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
ที่ตั้งของโครงการ	ภายในพื้นที่แปลง 14A 15A 16A ในทะเลอ่าวไทย	ภายในพื้นที่แปลง 14A 15A 16A ในทะเลอ่าวไทย	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง	ภายในพื้นที่แปลง 14A 15A 16A ในทะเลอ่าวไทย
รายการองค์ประกอบของโครงการ	<p>1) องค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนเหนือ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นผลิตกลาง (APP)- แท่นหลุมผลิต AWP1 และแท่นอื่นๆ จำนวน 25 แท่น- แท่นที่อยู่สำหรับพนักงานสูงสุด 150 คน (AQP)- แท่นเผาก๊าซ (AFP)- สะพานเชื่อมระหว่างแท่น APP, AQP, AFP และ AWP1- ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิต เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP- ท่อขนส่งใต้ทะเล ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาว 31 กิโลเมตร เพื่อใช้ส่งคอนเดนเสทจากแท่น APP ไปยังเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ในพื้นที่แหล่งบงกช <p>2) องค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนใต้ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นรวบรวมก๊าซ (GP)- แท่นเพิ่มแรงดันก๊าซ และแท่นที่อยู่สำหรับพนักงาน (CQP)- แท่นหลุมผลิต จำนวน 20 แท่น- ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตกับแท่นรวบรวมก๊าซ (GP)- ท่อเชื่อมต่อแท่น GP เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP <p>3) แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP2N และ AWP3N ที่ผนวกเข้าเป็นส่วนหนึ่งของโครงการอาทิตย์ตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1</p> <p>4) ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง จังหวัดสงขลา</p>	<p>1) องค์ประกอบที่ต้องใช้ร่วมกับโครงการระยะที่ 1 ซึ่งมีอยู่แล้วในปัจจุบัน ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) แท่นที่ฟักอาศัย (AQP) แท่นเผาก๊าซ (AFP) แท่นหลุมผลิต AWP1 และท่อขนส่งใต้ทะเล รวมถึงหลุมอัดกลับน้ำ- เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ในพื้นที่โครงการบงกชเหนือ- ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง จังหวัดสงขลา <p>2) องค์ประกอบที่จะติดตั้งใหม่ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มจำนวน 15 แท่น (AWP43 ถึง AWP57) และท่อขนส่งใต้ทะเลขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว จำนวน 15 เส้น- โครงสร้างของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่จะสามารถเจาะหลุมผลิตได้สูงสุด 16 หลุมต่อแท่น	<ul style="list-style-type: none">- รวบรวมและปรับปรุงรายละเอียดของข้อมูลองค์ประกอบภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้สอดคล้องกับข้อมูลโครงสร้างที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน ทั้งตำแหน่งที่ติดตั้ง และการใช้งานในปัจจุบัน- นำเสนอข้อมูลแผนการติดตั้งโครงสร้างเพิ่มเติมที่เป็นปัจจุบัน- นำเสนอรายละเอียดของฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง จังหวัดสงขลา- นำเสนอข้อมูลของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	<p>หัวข้อที่ 2.5 องค์ประกอบของโครงการ</p> <p>แบ่งองค์ประกอบของโครงการอาทิตย์เป็น 2 ส่วน ได้แก่</p> <p>1) องค์ประกอบที่ติดตั้งและใช้งานอยู่ในปัจจุบัน ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ประกอบด้วย แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) แท่นที่ฟักอาศัย (AQP) แท่นเผาก๊าซ (AFP) และแท่นหลุมผลิต AWP1- แท่นหลุมผลิตจำนวนรวม 43 แท่น (AWP2 ถึง AWP25, AWP27 ถึง AWP42 และ AWP1N ถึง AWP3N)- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่ใช้สำหรับรวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตทุกแท่นข้างต้นมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP จำนวนรวม 44 แนว- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่เชื่อมต่อระหว่างแท่น APP และเรือกักเก็บปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข G2/61 (พื้นที่บงกชเหนือ) <p>2) องค์ประกอบที่จะติดตั้งตามแผนการพัฒนาในระยะต่อไป ประกอบด้วย</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นหลุมผลิต รวม 16 แท่น (AWP43 ถึง AWP58)- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่ใช้สำหรับรวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ จำนวนรวม 16 แนว- ท่อขนส่งใต้ทะเลในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 จำนวน 1 แนว ความยาวประมาณ 2.7 กิโลเมตร เพื่อเชื่อมต่อจากแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ไปยังเรือ FSO3 <p>3) ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง จังหวัดสงขลา</p> <p>4) เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน โดยแบ่งตามระยะการดำเนินงาน</p>

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ (ต่อ)

หัวข้อ	รายงานระยะที่ 1	รายงานระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม	ไม่ได้ระบุพิกัดตำแหน่งติดตั้ง	ระบุพิกัดตำแหน่งติดตั้งขององค์ประกอบที่ต้องใช้ร่วมกับโครงการระยะที่ 1 และแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติม	- ขอเปลี่ยนแปลงตำแหน่งของแท่นหลุมผลิตที่นำเสนอไว้ในรายงานของโครงการระยะที่ 2 ให้สอดคล้องกับข้อมูลธรณีวิทยาที่รวบรวมได้ในปัจจุบัน	หัวข้อที่ 2.5 องค์ประกอบของโครงการ แสดงพิกัดตำแหน่งขององค์ประกอบของโครงการฯ ทั้งหมด โดยแบ่งเป็น 1) องค์ประกอบที่ติดตั้งและใช้งานอยู่ในปัจจุบัน 2) องค์ประกอบที่จะติดตั้งตามแผนการพัฒนาในระยะต่อไป โดยเปรียบเทียบกับตำแหน่งเดิมที่นำเสนอไว้ในรายงานโครงการระยะที่ 2 และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ทั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล
รายละเอียดของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนการพัฒนาในระยะต่อไป	ระบุข้อมูลรายการของมาตรฐานที่นำมาใช้ในการออกแบบ ติดตั้ง และทดสอบ	แสดงข้อมูลหลักเกณฑ์การออกแบบและติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม โดยระบุว่าแท่นหลุมผลิต 1 แท่น สามารถรองรับการเจาะหลุมและผลิตปิโตรเลียมได้สูงสุด 16 หลุม	- ขอเปลี่ยนแปลงแบบของแท่นหลุมผลิต ให้เป็นแท่นที่สามารถรองรับการเจาะหลุมและผลิตปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้น จากเดิม 16 หลุม เป็น 24 หลุม - ขอเพิ่มทางเลือกในการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่เคยใช้งานแล้วกลับมาใช้ใหม่	หัวข้อที่ 2.5 องค์ประกอบของโครงการ แสดงข้อมูลรายละเอียดขององค์ประกอบของโครงการฯ 1) ข้อมูลขนาด และการใช้ประโยชน์ขององค์ประกอบที่ติดตั้งและใช้งานอยู่ในปัจจุบัน 2) ข้อมูลการออกแบบ และขีดความสามารถขององค์ประกอบที่จะติดตั้งตามแผนการพัฒนาในระยะต่อไป ทั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล
แท่นเจาะที่จะนำมาใช้ในการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ	ระบุว่าจะใช้แท่น Trident ซึ่งเป็นแท่นเจาะแบบยกตัวได้ (Jack-up Rig) ในการเจาะ	นำเสนอเกณฑ์ในการคัดเลือกแท่นเจาะที่เหมาะสมให้เข้ามาดำเนินการ ครอบคลุมทั้งแท่นเจาะชนิด Jack-up Rig และ Tender rig	- ไม่เปลี่ยนแปลงจากโครงการระยะที่ 2 โดยจะนำเสนอรายละเอียดเพิ่มเติมให้ครบถ้วนมากขึ้น	หัวข้อที่ 2.5.3 แท่นเจาะ แสดงข้อมูลรายละเอียดของแท่นเจาะ 1. เกณฑ์การคัดเลือกแท่นเจาะสำหรับกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการฯ 2. ประเภทของแท่นเจาะ 3. การควบคุมหลุมเจาะ และการป้องกันการพลุ่ง 4. แผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ 5. อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัยของแท่นเจาะ

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ (ต่อ)

หัวข้อ	รายงานระยะที่ 1	รายงานระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
แผนการดำเนินงานของโครงการ	แสดงกำหนดการเบื้องต้น ในช่วง ปี พ.ศ. 2548-2549	แสดงแผนการดำเนินงานตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2563 ถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน โดยจะเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มเติมแท่นแรก คือ แท่นหลุมผลิต AWP43 ในปี พ.ศ. 2563	- ปรับปรุงแผนการดำเนินงานให้สอดคล้องกับสถานการณ์ในปัจจุบัน	หัวข้อที่ 2.3 สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน นำเสนอสถานภาพของการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ ตั้งแต่ พ.ศ. 2547-2565 หัวข้อที่ 2.4 แผนการดำเนินงานของโครงการฯ นำเสนอแผนพัฒนาในพื้นที่โครงการอาทิตย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน โดยครอบคลุมถึงแผนการปรับปรุงกระบวนการผลิต ก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ ซึ่งจะนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาไหม้ที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน
รายละเอียดกิจกรรมของโครงการ	แบ่งการดำเนินงานเป็น 5 ระยะ ประกอบด้วย 1. การก่อสร้าง 2. การติดตั้งท่อ 3. การทดสอบและทดลองเดินระบบ 4. ระยะดำเนินการ 5. ระยะเลิกดำเนินการ	แบ่งการดำเนินงานเป็น 4 ระยะ ประกอบด้วย 1. ระยะเตรียมการ และติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ 2. ระยะเจาะหลุมผลิต 3. ระยะผลิตปิโตรเลียม 4. ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง	- นำเสนอแผนพัฒนาในพื้นที่โครงการอาทิตย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2566 จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน โดยแบ่งกิจกรรมออกเป็น 3 ระยะ ประกอบด้วย 1. ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ประกอบด้วยการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล 2. ระยะเจาะหลุมผลิต 3. ระยะผลิตปิโตรเลียม โดยครอบคลุมถึง 1) ระยะการปรับปรุง เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติมและขยายองค์ประกอบสำหรับการผลิตปิโตรเลียม และ 2) ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง	หัวข้อที่ 2.6 รายละเอียดกิจกรรมของโครงการ นำเสนอกิจกรรมของโครงการฯ โดยสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระยะ ดังนี้ 1. ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 2. ระยะการเจาะหลุมผลิต 3. ระยะการผลิตปิโตรเลียม

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ (ต่อ)

หัวข้อ	รายงานระยะที่ 1	รายงานระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	จำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น คือ สูงสุด 6 หลุมต่อแท่น และหากมีการเจาะเกิน 6 หลุม จะแจ้งให้ ชธ. และ สผ. ให้ทราบล่วงหน้า	จำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น คือ สูงสุด 16 หลุมต่อแท่น	เพิ่มจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น เป็น สูงสุด 24 หลุมต่อแท่น ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถพัฒนาหลุมปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น สอดคล้องกับข้อมูลแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีอยู่ในปัจจุบัน รวมถึงสอดคล้องกับขีดความสามารถในการรองรับของแท่นหลุมผลิตที่ได้ปรับปรุงการออกแบบและใช้อยู่ในปัจจุบันในพื้นที่ดำเนินงานอื่นในอ่าวไทยของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้แก่ การผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ G1/61 และ G2/61	หัวข้อที่ 2.6.2 ระยะการเจาะหลุมผลิต นำเสนอข้อมูลปริมาณเศษหินจากการเจาะ ให้ครอบคลุมถึงการเจาะหลุมผลิตจำนวนสูงสุด 24 หลุม
	แบบหลุมทั่วไป สำหรับการเจาะหลุมผลิตเป็นหลุมที่มีขนาดของหลุมและท่อกรู 3 ช่วง และ 4 ช่วง	แบบหลุมทั่วไป สำหรับการเจาะหลุมผลิตเป็นหลุมที่มีขนาดของหลุมและท่อกรู 4 ช่วง	เพิ่มแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้ครอบคลุมลักษณะของแหล่งกักเก็บทุกแบบ โดยจะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง	หัวข้อที่ 2.6.2.2.(1) การออกแบบหลุมผลิต นำเสนอแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ จะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 ช่วง, 4 ช่วง และ 5 ช่วง ทั้งนี้ เพื่อให้เหมาะสมกับระดับความดันของหลุม ความหนาและคุณสมบัติของชั้นหินในแต่ละชั้น - หลุมแบบ 3 ช่วง จะต้องมีความดันในชั้นหินไม่เกิน 1.45 SG.EMW - หลุมแบบ 4 ช่วง จะมีความดันในชั้นหินในช่วงมากกว่า 1.45 SG.EMW - หลุมแบบ 5 ช่วง จะมีความดันในชั้นหินมากกว่า 1.45 SG.EMW ขึ้นไป

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ (ต่อ)

หัวข้อ	รายงานระยะที่ 1	รายงานระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)	<p>ของเหลวที่ใช้ในการเจาะแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. น้ำทะเล 2. โคลนที่ใช้น้ำทะเลเป็นองค์ประกอบหลัก (Water-Based Mud หรือ WBM) 3. ของเหลวสังเคราะห์สำหรับการเจาะ (Synthetic Drilling Fluid หรือ SDF) โดยมี Sarapar147 เป็นองค์ประกอบพื้นฐาน 	<p>ของเหลวที่ใช้ในการเจาะแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. น้ำทะเล 2. โคลนช่วยเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water based Mud หรือ WBM) และ 3. โคลนช่วยเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic based Mud หรือ SBM) - มี Sarapar147 เป็นองค์ประกอบพื้นฐาน 	<p>ระบุรายละเอียดการใช้และคุณสมบัติสำคัญของเหลวที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ ทั้ง 3 ประเภท ดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. น้ำทะเลตามธรรมชาติ 2. โคลนเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud หรือ WBM) 3. โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud หรือ SBM) โดยมี Saraline 185V เป็นองค์ประกอบหลัก 	<p>หัวข้อที่ 2.6.2.2(3) ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ</p> <p>นำเสนอของเหลวที่ใช้ในการเจาะของโครงการอาทิตย์ แบ่งเป็น 3 ประเภท ซึ่งมีคุณสมบัติสำคัญดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. น้ำทะเลตามธรรมชาติ เป็นของเหลวที่ใช้ในการเจาะที่เหมาะสมสำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 1 เนื่องจากเป็นช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินต่ำ 2. โคลนเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud หรือ WBM) เป็นของเหลวที่ใช้ในการเจาะที่มีสารเติมแต่ง ซึ่งช่วยให้สามารถเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูงกว่าระดับความดันที่จะใช้น้ำทะเลตามธรรมชาติได้ 3. โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud หรือ SBM) เป็นของเหลวที่มีสารสังเคราะห์ผสมกับสารเติมแต่งต่างๆ ซึ่งเหมาะกับการเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูง รวมถึงสามารถช่วยรักษาเสถียรภาพของชั้นหิน และป้องกันการบวมของชั้นดินเหนียว

ตารางที่ 1.2-1: การเปรียบเทียบข้อมูลก่อนการเปลี่ยนแปลง (จากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว) และข้อมูลหลังการเปลี่ยนแปลงที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ (ต่อ)

หัวข้อ	รายงานระยะที่ 1	รายงานระยะที่ 2	การเปลี่ยนแปลงครั้งนี้	การนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
กระบวนการผลิตปิโตรเลียม	<p>นำเสนอข้อมูลองค์ประกอบต่างๆ ในกระบวนการผลิตบนแท่น APP ที่สามารถระบุได้ในขั้นตอนการวางแผนและออกแบบ โดยแบ่งเป็น</p> <ul style="list-style-type: none"> - ระบบการแยกก๊าซ - ระบบแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ - ระบบแยกปรอท - กระบวนการสำหรับคอนเดนเสท - ระบบเผาก๊าซและลดความดัน - ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต - ระบบ Vapor recovery system 	<p>ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิตทั้ง 15 แท่น จะถูกส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP ซึ่งมีกระบวนการผลิตแบ่งได้เป็น 4 ส่วน ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการแยกสถานะของปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิต - กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ และระบบอัดความดัน เพื่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ต่อไป - กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลวก่อนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO) ซึ่งอยู่ในพื้นที่ของโครงการบงกชเหนือต่อไป - ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ประกอบด้วย ระบบการรวบรวมน้ำจากกระบวนการผลิต ระบบบำบัดเบื้องต้น และระบบอัดกลับน้ำลงหลุม 	<p>เสนอแผนการปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่น APP โดยจะนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน</p>	<p>หัวข้อที่ 2.6.3.3 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน</p> <p>นำเสนอข้อมูลองค์ประกอบในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ในปัจจุบัน</p> <p>หัวข้อที่ 2.6.3.7 การติดตั้งระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)</p> <p>นำเสนอข้อมูลองค์ประกอบในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ รวมถึงกระบวนการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หลังมีการติดตั้งและใช้งานระบบ CCS</p>

1.3 ขอบเขตและวิธีการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

1.3.1 แนวทางในการจัดทำรายงานฉบับนี้

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมฉบับนี้จัดทำขึ้นตามข้อกำหนด และแนวทางที่เกี่ยวข้องดังนี้

- ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดโครงการ กิจการ หรือการดำเนินการ ซึ่งต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2564 ลงวันที่ 18 มกราคม 2564
- แนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์การเรียนรู้ในทะเล (สผ., 2562)
- แนวทางการมีส่วนร่วมของประชาชนในกระบวนการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (สผ., 2562)
- แนวทางการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านสุขภาพ (สผ., 2565)

1.3.2 ขอบเขตและวิธีการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้

1.3.2.1 ขอบเขตในการศึกษาข้อมูลรายละเอียดของโครงการ

การนำเสนอข้อมูลรายละเอียดของโครงการ (บทที่ 2) ในรายงานฉบับนี้ จะนำเสนอทั้งข้อมูลการดำเนินงานในปัจจุบันของโครงการอาทิตย์ก่อนการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ และแผนการดำเนินงานตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปซึ่งขอเปลี่ยนแปลงจากที่ได้รับความเห็นชอบแล้วในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

ทั้งนี้ เพื่อรวบรวมข้อมูลการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ ไปใช้สำหรับศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยจะครอบคลุมถึงทั้งจากกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ และจากกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นได้ในระหว่างการปฏิบัติงาน ดังนี้

1) กิจกรรมตามแผนการดำเนินงาน จะแสดงรายละเอียดแผนการดำเนินงาน องค์ประกอบของโครงการฯ ขั้นตอนการดำเนินงาน การจัดการของเสีย น้ำเสีย และมลสารทางอากาศ รวมถึงการจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม ครอบคลุมการดำเนินงานของโครงการฯ โดยแบ่งเป็น 3 ระยะ ประกอบด้วย

- **ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม** ซึ่งครอบคลุมการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล ตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป
- **ระยะการเจาะหลุมผลิต** ซึ่งครอบคลุมกิจกรรมการเคลื่อนย้ายและติดตั้งแท่นเจาะ และการเจาะหลุมผลิต ทั้งการเจาะที่แท่นหลุมผลิตซึ่งติดตั้งเพิ่มเติมในแต่ละช่วงตามแผนพัฒนา และการเจาะหลุมเพื่อใช้สำหรับอัดกลับก๊าซในระบบกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)

- **ระยะผลิตปิโตรเลียม** ซึ่งครอบคลุมกิจกรรมการผลิตที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน และการใช้งานระบบ CCS

2) กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ ในรายงานฉบับนี้จะแสดงรายละเอียดการเตรียมความพร้อมของแผนบุคลากร และอุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติที่อาจเกิดขึ้นได้ในระหว่างการดำเนินกิจกรรมทุกระยะ

ทั้งนี้ เนื่องจากพื้นที่บนฝั่งที่จะให้การสนับสนุนโครงการฯ เป็นหลัก ได้แก่ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา มีการดำเนินงาน และบริหารจัดการโดยหน่วยงานที่ดูแลพื้นที่ซึ่งได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา มีระบบการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของ “โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือสนับสนุนการปฏิบัติงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จ.สงขลา” ซึ่งได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009/2779 ลงวันที่ 27 มีนาคม 2549 และรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ซึ่งได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009.4/5293 ลงวันที่ 15 กรกฎาคม 2552 โดยการดำเนินงานของโครงการฯ จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงการดำเนินงานและขีดความสามารถของพื้นที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา รวมถึงไม่มีการเพิ่มขึ้นของปริมาณเรือที่เข้า-ออกจากท่าเทียบเรือ และไม่ได้มีการเปลี่ยนแปลงเส้นทางการเดินเรือ หรือร่องน้ำเดินเรือจากที่ได้รับอนุญาต ดังนั้น การดำเนินงานที่ฐานสนับสนุนบนฝั่งจึงจะไม่อยู่ในขอบเขตของการศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ อย่างไรก็ตาม จะแสดงข้อมูลของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ไว้ในหัวข้อองค์ประกอบที่เข้าร่วมกับโครงการอื่น ทั้งนี้ เพื่อแสดงภาพรวมของการดำเนินงานของโครงการฯ ให้ครบถ้วน

1.3.2.2 ขอบเขตการศึกษาสภาพแวดล้อมในปัจจุบัน

การนำเสนอข้อมูลสภาพแวดล้อมในปัจจุบัน (**บทที่ 3**) ในรายงานฉบับนี้ จะครอบคลุมปัจจัยด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต ที่อาจมีผลกระทบต่อโครงการฯ หรืออาจได้รับผลกระทบจากโครงการฯ โดยการทบทวนข้อมูลที่น่าเสนอไว้ในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 มาเพิ่มเติมข้อมูลให้เป็นปัจจุบันมากขึ้น ประกอบกับการนำเสนอข้อมูลจากผลจากการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 โดยมีปัจจัยและคุณค่าด้านต่างๆ ดังนี้

- **ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ** ได้แก่ สภาพภูมิอากาศและอุตุนิยมวิทยา ธรณีวิทยา สมุทรศาสตร์ คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะของดินตะกอนพื้นท้องทะเล และคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล
- **ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ** ได้แก่ แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน สัตว์หน้าดิน สัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ ระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม
- **คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์** ได้แก่ การประมง การคมนาคมขนส่ง ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล
- **คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต** ได้แก่ สภาพเศรษฐกิจ-สังคม การสาธารณสุข ทั้งนี้ ไม่ครอบคลุมถึงการศึกษาข้อมูลด้านสุนทรียภาพและการท่องเที่ยว เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ ตั้งอยู่ห่างจากชายฝั่งและเกาะที่เป็นแหล่งท่องเที่ยวมากกว่า 100 กิโลเมตร ซึ่งไม่สามารถมองเห็นองค์ประกอบของโครงการฯ ได้ แม้ว่าจะอยู่ในขณะมีทัศนวิสัยที่ดีที่สุด

ทั้งนี้ สำหรับหัวข้อการมีส่วนร่วมของประชาชนในรายงานฉบับนี้จะเป็นการรวบรวมและทบทวนข้อมูลผลการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมที่เคยดำเนินการไปแล้วในช่วงที่ศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 ในปี พ.ศ. 2558 มานำเสนอ และใช้สำหรับประกอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในบทที่ 4 ต่อไป เนื่องจากพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียหลักของโครงการฯ คือ กลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานีที่เข้าไปทำประมงในพื้นที่โครงการอาทิตย รวมถึงชุมชนโดยรอบพื้นที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา

1.3.2.3 ขอบเขตสำหรับการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไข และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ จะพิจารณาครอบคลุมทั้งผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อปัจจัยสิ่งแวดล้อมทั้ง 4 ด้าน ได้แก่ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต โดยพิจารณาแหล่งกำเนิดผลกระทบจากการดำเนินงานของโครงการอาทิตยในปัจจุบัน และกิจกรรมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปตามที่ขอเปลี่ยนแปลง รวมถึงผลกระทบจากกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ โดยการทบทวนข้อมูลจากรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วทั้ง 2 ระยะ เพื่อศึกษาและประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลงจากแผนที่เคยนำเสนอไว้ในรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 โดยการพิจารณาเปรียบเทียบระดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น

ทั้งนี้ เพื่อพิจารณาความเหมาะสมของมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และความจำเป็นในการเปลี่ยนแปลงหรือกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติมต่อไป โดยผลกระทบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่แสดงรายละเอียดในบทที่ 4 ของรายงานฉบับนี้

นอกจากนี้ ในบทที่ 5 ของรายงานฉบับนี้ จะพิจารณาทบทวนมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วจากรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 และระยะที่ 2 มาผนวกรวมกัน และปรับปรุงให้มีความทันสมัย และสอดคล้องกับการดำเนินงานทั้งหมดในโครงการอาทิตย ทั้งในปัจจุบันและตามแผนงานที่วางไว้จนสิ้นสุดระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมตามสัญญาสัมปทาน

ทั้งนี้ สามารถสรุปการพิจารณาและปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในแต่ละระยะได้ดังแสดงในตารางที่ 1.3-1 และสำหรับมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งแบ่งเป็น 3 ระยะ ครอบคลุมทั้งการติดตามตรวจสอบที่แหล่งกำเนิดของผลกระทบ และการติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อปัจจัยสิ่งแวดล้อมในทะเล รวมทั้งพิจารณาให้ครอบคลุมถึงกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลง สรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 1.3-2

ตารางที่ 1.3-1: การพิจารณาและปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ

มาตรการฯ	มาตรการฯ ที่นำมาพิจารณา	การพิจารณาและปรับปรุงที่นำเสนอในครั้งนี้
มาตรการทั่วไปในการดำเนินงาน	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตยระยะที่ 1- มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตยระยะที่ 2	<ul style="list-style-type: none">- พิจารณามวกรรมมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 และโครงการอาทิตยระยะที่ 2- มาตรการทั่วไปของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานในระยะสิ้นสุดการดำเนินการและรื้อถอนโครงสร้าง ได้นำไประบุไว้ในรายละเอียดโครงการ (บทที่ 2 ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ) แทนการกำหนดเป็นมาตรการฯ เพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สม., 2562)- ปรับปรุงมาตรการที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ให้สอดคล้องตามมติคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ในการประชุมครั้งที่ 5/2561 เมื่อวันที่ 3 ตุลาคม 2561
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะเตรียมการและติดตั้งโครงสร้างที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตยระยะที่ 2- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ เฉพาะในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับกรณีการโดนกันของเรือและกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น- ทั้งนี้ ไม่ได้นำมาตราการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากโครงการฯ ดำเนินการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่อยู่ในขอบเขตการดำเนินงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 1 เสร็จสิ้นแล้วทั้งหมด นอกจากนี้ ไม่มีการแบ่งมาตรการฯ ตามระยะการดำเนินงานอย่างชัดเจน	<ul style="list-style-type: none">- พิจารณาจากมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 เพื่อให้ครอบคลุมการดำเนินงานตามแผนการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล ที่ขอเปลี่ยนแปลงและระบุไว้ในบทที่ 2 ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ จากการดำเนินงานตามแผนงานในสภาวะปกติ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ โดยพิจารณากรณีเหตุการณ์ไม่ปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สม., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา

ตารางที่ 1.3-1: การพิจารณาและปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ (ต่อ)

มาตรการฯ	มาตรการฯ ที่นำมาพิจารณา	การพิจารณาและปรับปรุงที่นำเสนอในครั้งนี้
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะการเจาะหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการฯ ชาติระยะที่ 2- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ เฉพาะในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับกรณีการโดนกันของเรือและกรณีพายุเกิดได้ฝุ่น กรณีการพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมผลิต การหลั่งไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะ- ทั้งนี้ ไม่ได้นำมาตราการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการฯ ชาติระยะที่ 1 มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากไม่มีการแบ่งมาตรการฯ ตามระยะการดำเนินงานอย่างชัดเจน อย่างไรก็ตาม มาตรการฯ ของโครงการฯ ชาติระยะที่ 2 สามารถครอบคลุมการดำเนินงานในระยะเจาะหลุมผลิตได้ทั้งหมด	<ul style="list-style-type: none">- พิจารณาจากมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการฯ ชาติระยะที่ 2 เพื่อให้ครอบคลุมการดำเนินงานตามแผนการเจาะหลุมผลิตที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ และหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS ที่ขอเปลี่ยนแปลงและระบุไว้ในบทที่ 2 ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ จากการดำเนินงานตามแผนงานในสถานะปกติ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ โดยพิจารณากรณีเหตุการณ์ไม่ปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระยะการเจาะหลุมผลิต- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ชาติระยะที่ 1 เฉพาะในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมในระยะการผลิตปิโตรเลียม- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการฯ ชาติระยะที่ 2- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ เฉพาะในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับกรณีการโดนกันของเรือและกรณีพายุเกิดได้ฝุ่น กรณีการหลั่งไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล และกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด	<ul style="list-style-type: none">- พิจารณาจากมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของทั้งโครงการฯ ชาติระยะที่ 1 และระยะที่ 2 เพื่อให้ครอบคลุมการดำเนินงานเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการฯ ชาติทั้งหมด ตลอดการดำเนินงานจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน ตามที่ระบุไว้ในบทที่ 2 ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ จากการดำเนินงานตามแผนงานในสถานะปกติ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ โดยพิจารณากรณีเหตุการณ์ไม่ปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระยะการผลิตปิโตรเลียม- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา

ตารางที่ 1.3-2: การพิจารณาและปรับปรุงมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ

มาตรการฯ	มาตรการฯ ที่นำมาพิจารณา	การพิจารณาและปรับปรุงที่นำเสนอในครั้งนี้
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะเจาะหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะเจาะหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	<ul style="list-style-type: none">- ปรับปรุงจำนวนตัวอย่างของเศษหินให้สอดคล้องกับการออกแบบหลุมที่ระบุไว้ในบทที่ 2 ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ- ระบุระยะเวลาและความถี่ และพื้นที่ดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้ชัดเจน- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังการเจาะหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะหลังการเจาะหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 <p>หมายเหตุ: โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ไม่ได้กำหนดมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมหลังการเจาะหลุมผลิตไว้</p>	<ul style="list-style-type: none">- ปรับปรุงการอ้างอิงถึงมาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องให้เป็นปัจจุบัน- ระบุระยะเวลาและความถี่ และพื้นที่ดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้ชัดเจน- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา
มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม	<ul style="list-style-type: none">- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	<ul style="list-style-type: none">- ปรับปรุงการอ้างอิงถึงมาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องให้เป็นปัจจุบัน- ระบุระยะเวลาและความถี่ สำหรับการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้ชัดเจน- ระบุพื้นที่ดำเนินการให้ครอบคลุมทั้งโครงสร้างที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ตามขอบเขตการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และโครงสร้างที่จะดำเนินการติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนหลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้- ปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) และโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา- เพิ่มเติมมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมหลังมีการใช้ระบบ CCS

1.4

องค์ประกอบของรายงานฉบับนี้

รายงานฉบับนี้ ประกอบด้วยบทต่างๆ ดังต่อไปนี้

- **บทที่ 1 บทนำ** แสดงรายละเอียดโดยสังเขปของโครงการฯ วัตถุประสงค์ในการจัดทำรายงานฯ ขอบเขตการศึกษา วิธีการศึกษา รวมไปถึงกฎหมาย และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจกรรมโครงการฯ
- **บทที่ 2 รายละเอียดโครงการ** แสดงข้อมูลของโครงการฯ ได้แก่ เหตุผลและความจำเป็นของโครงการฯ ประวัติและสถานภาพทางกฎหมายของพื้นที่สัมปทาน วัตถุประสงค์และเป้าหมายของโครงการ ทางเลือกโครงการ ที่ตั้งโครงการฯ การตรวจสอบและการขออนุญาตใช้พื้นที่ ภาพรวมและองค์ประกอบของโครงการ แผนการดำเนินงาน รายละเอียดกิจกรรมของโครงการในระยะต่างๆ การจ้างงานและที่พักอาศัย ของเสียและการจัดการ ความปลอดภัย อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม และแผนรองรับกรณีเหตุฉุกเฉินต่างๆ
- **บทที่ 3 สภาพแวดล้อมในปัจจุบัน** แสดงข้อมูลที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลสภาพสิ่งแวดล้อมในปัจจุบันจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิ โดยแบ่งเป็น 4 หัวข้อ คือ (1) ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ (2) ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ (3) คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และ (4) คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต
- **บทที่ 4 การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม** แสดงข้อมูลการประเมินผลกระทบจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมในครั้งนี้ โดยเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อพิจารณาความเหมาะสมและความเพียงพอ ของมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงความจำเป็นในการกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม
- **บทที่ 5 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม** แสดงการเปรียบเทียบมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ก่อนสรุปเป็นตารางมาตรการฯ ที่จะนำมาใช้สำหรับการดำเนินงานของโครงการ อาทิภายหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ซึ่งจะประกอบด้วยมาตรการฯ สำหรับจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ทั้งมาตรการทั่วไป และมาตรการฯ สำหรับกิจกรรมในระยะต่างๆ
- **บทที่ 6 เอกสารอ้างอิง** ประกอบด้วยรายการเอกสารอ้างอิงต่างๆ ที่ใช้สำหรับการนำเสนอข้อมูลในรายงานฉบับนี้
- **ภาคผนวก** แสดงข้อมูลสนับสนุนของบทต่างๆ ในรายงานฉบับนี้

1.5

กฎหมายและข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ

1.5.1

กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ

กฎหมายและข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 1.5-1

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
ด้านสิ่งแวดล้อม และการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม		
1. พระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 และพระราชบัญญัติ ส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2561	พรบ. นี้เป็นกฎหมายสิ่งแวดล้อมฉบับหลักของประเทศไทย ซึ่งครอบคลุมประเด็นสำคัญต่างๆ โดยเฉพาะในหมวด 3 การคุ้มครองสิ่งแวดล้อม ซึ่งแบ่งเป็นส่วนต่างๆ ได้แก่ มาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อม การวางแผนจัดการคุณภาพสิ่งแวดล้อม เขตอนุรักษ์และพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม และการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม พรบ. นี้ได้ให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม โดยความเห็นชอบของคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ มีอำนาจกำหนดประเภทและขนาดของโครงการหรือกิจการซึ่งต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงหลักเกณฑ์ วิธีการ ระเบียบปฏิบัติ และแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ จะต้องดำเนินการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม เสนอต่อ สผ. เพื่อพิจารณาตรวจสอบความครบถ้วนของรายงาน และเสนอต่อคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาศิธา (คชก.) เป็นผู้พิจารณาให้ความเห็นชอบรายงาน และในการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม จะต้องพิจารณาข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องใน พรบ. นี้ และกฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมที่กำหนดขึ้นจาก พรบ. นี้อย่างครบถ้วน
2. ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดโครงการ กิจการ หรือการดำเนินการ ซึ่งต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ลงวันที่ 19 พฤศจิกายน 2561 และแก้ไขเพิ่มเติม	ประกาศกระทรวงฉบับนี้ กำหนดโครงการ กิจการหรือการดำเนินการซึ่งต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขในการจัดทำรายงาน การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้เหมาะสมยิ่งขึ้น ซึ่งกำหนดให้การสำรวจปิโตรเลียมโดยวิธีการเจาะสำรวจและการผลิตปิโตรเลียมทุกขนาด ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	โครงการฯ จะต้องกำหนดแผนการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งมีอำนาจอนุญาตตามกฎหมายตามที่กำหนดในประกาศกระทรวงฯ ฉบับนี้
3. ประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว พ.ศ. 2561 ลงวันที่ 19 พฤศจิกายน 2561	ประกาศกระทรวงฉบับนี้กำหนดหลักเกณฑ์ และรายละเอียดวิธีการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาตจะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว รวมทั้ง ได้กำหนดความถี่และวิธีการในการเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการ ต่อหน่วยงานของรัฐซึ่งมีอำนาจอนุญาตตามกฎหมายให้ดำเนินโครงการหรือกิจการอันเป็นกิจกรรมหลักที่ต้องจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ณ สำนักงานของหน่วยงานของรัฐ	

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
ด้านการจัดการสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยในกิจการปิโตรเลียม		
4. พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ฉบับที่ 7 พ.ศ. 2560	<p>พรบ. นี้เป็นกฎหมายฉบับแรกที่เกี่ยวข้องกับโครงการหรือกิจการที่เกี่ยวกับปิโตรเลียม ซึ่งมีเนื้อหาครอบคลุมถึงการควบคุมการดำเนินการที่เกิดขึ้นในพื้นที่ไหล่ทวีปของประเทศไทย รวมทั้งขอบเขตอำนาจที่ศาลและกฎหมายควบคุมไปถึง ภายใต้หลักการของกฎหมายนานาชาติและการประสานงานกับรัฐบาลต่างประเทศ โดยมีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นหน่วยงานราชการหลักที่มีความรับผิดชอบในการดูแล ควบคุม และดำเนินการตามกฎหมาย รวมทั้งมีอำนาจหน้าที่ในการบังคับใช้กฎหมายเกี่ยวกับกิจการปิโตรเลียม และสัญญาสัมปทาน ซึ่ง พรบ. นี้มีข้อกำหนดที่สำคัญซึ่งเกี่ยวข้องกับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อม สรุปได้ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ในการสำรวจ หรือผลิตปิโตรเลียม ถ้าพบโบราณวัตถุ ซากดึกดำบรรพ์ หรือแร่ที่มีคุณค่า ผู้รับสัมปทาน ต้องรายงานให้กรมทรัพยากรธรณีทราบภายในสามสิบวัน นับแต่วันพบ ▪ ผู้รับสัมปทานต้องไม่ก่อให้เกิดผลกระทบกระเทือน โดยปราศจากเหตุอันสมควร ต่อการเดินเรือ การเดินอากาศ การอนุรักษ์ทรัพยากรมีชีวิตในทะเล หรือการวิจัยทางวิทยาศาสตร์ และต้องไม่ทำการอันเป็นการกีดขวางต่อการวางสายเคเบิล หรือท่อใต้น้ำ หรือก่อให้เกิดความเสียหายแก่สายเคเบิลหรือท่อใต้น้ำ ▪ ผู้รับสัมปทานต้องป้องกัน โดยมาตรการอันเหมาะสมตามวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี เพื่อมิให้ที่ใดโสโครกด้วยน้ำมัน โคลน หรือสิ่งอื่นใด ในกรณีที่ใดเกิดความโสโครกด้วยน้ำมัน โคลน หรือสิ่งอื่นใด เนื่องจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม โดยผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัมปทานต้องบำบัดป้องกันความโสโครกนั้นโดยเร็วที่สุด ▪ ผู้รับสัมปทานมีหน้าที่รับผิดชอบในการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้าง วัสดุ อุปกรณ์ และสิ่งอำนวยความสะดวกในการสำรวจ ผลิต เก็บรักษาหรือขนส่งปิโตรเลียม 	โครงการฯ จะต้องดำเนินกิจกรรมตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันผลกระทบ ตาม พรบ. นี้ ประกอบกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ.

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
5. กฎกระทรวง เรื่อง การกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียม พ.ศ. 2555	กฎกระทรวงฉบับนี้ประกาศใช้เพื่อปรับปรุงหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียมให้เป็นสากลและสอดคล้องกับเทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงไป และรวบรวมกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้องกับการกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียมให้อยู่ในกฎกระทรวงฉบับเดียวกันเพื่อความสะดวกและชัดเจนโดยมีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อมดังนี้ ข้อ 14 ก่อนเริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียม ผู้รับสัมปทานต้องแจ้งรายละเอียดดังต่อไปนี้ เป็นหนังสือให้อธิบดีทราบล่วงหน้า ไม่น้อยกว่า 30 วัน 1)แผนผังและแผนพัฒนาปิโตรเลียม 2)ตำแหน่งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ของสถานีผลิตหรือแท่นประกอบการผลิต 3)แผนป้องกันภัยและเผชิญเหตุฉุกเฉิน 4)วิธีดำเนินการหรือคู่มือการจัดการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม ในกรณีที่จำเป็น อธิบดีอาจสั่งให้ผู้รับสัมปทานส่งรายละเอียดเพิ่มเติมเกี่ยวกับข้อมูลใดๆ ตามวรรคหนึ่งก็ได้ และผู้รับสัมปทานต้องส่งรายละเอียดเพิ่มเติมภายในเวลาตามที่อธิบดีกำหนด ข้อ 25 ในกรณีที่เกิดอุบัติเหตุที่ส่งผลกระทบต่อการปฏิบัติงาน ผู้รับสัมปทานต้องแจ้งให้อธิบดีทราบภายใน 24 ชั่วโมง และให้รายงานรายละเอียดของอุบัติเหตุนั้นเป็นหนังสือภายในเจ็ดสิบสองชั่วโมงนับแต่เกิดเหตุ	ก่อนที่จะเริ่มดำเนินโครงการฯ จะต้องดำเนินการแจ้งรายละเอียดตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฉบับนี้ให้อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบ และกรณีที่เกิดอุบัติเหตุที่ส่งผลกระทบต่อการปฏิบัติงาน ต้องแจ้งให้อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบ
6. กฎกระทรวง เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555	กฎกระทรวงฉบับนี้ประกาศใช้เพื่อปรับปรุงแก้ไขหลักเกณฑ์ในการกำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีการติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล เช่น บริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียมในทะเล ผู้รับสัมปทานต้องกำหนดเขตปลอดภัยระยะไม่เกิน500 เมตร จากส่วนนอกสุดของสิ่งติดตั้งหรือกลอุปกรณ์ และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัยเป็นต้น รวมทั้งให้ติดตั้งไฟสัญญาณให้เห็นชัดเจน	โครงการฯ จะต้องดำเนินการกำหนดเขตปลอดภัยโดยรอบแท่นผลิต แท่นหลุมผลิต แท่นเจาะและเรือกักเก็บปิโตรเลียม และติดตั้งไฟสัญญาณและเครื่องหมายต่างๆ ตามข้อกำหนดในกฎกระทรวงฉบับนี้
7. ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่องการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556 ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556	ประกาศนี้กำหนดให้ผู้รับสัมปทานใช้มาตรการที่จำเป็นเพื่อควบคุมการจัดการของเสีย สิ่งปฏิกูล หรือวัสดุสารเคมีที่ไม่ใช้แล้วจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสียหายต่อสิ่งแวดล้อม ทรัพยากรของแผ่นดินหรือบุคคลอื่น โดยมีประเด็นสำคัญดังนี้ ▪ ผู้รับสัมปทานจะต้องส่งแผนจัดการของเสียต่ออธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติไม่น้อยกว่า 30 ก่อนดำเนินการ ▪ ผู้รับสัมปทานจะต้องดำเนินการตามแผนการจัดการของเสียที่ได้รับการอนุมัติจากอธิบดี ▪ ของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ไม่รวมถึงของเสียประเภทกัมมันตรังสี	โครงการฯ จะต้องจัดทำมาตรการจัดการของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ ให้เป็นไปตามประกาศฉบับนี้
8. ประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง หลักเกณฑ์การรายงานและวิธีการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 15 มิถุนายน 2565	ประกาศนี้กำหนดให้ผู้รับสัมปทานรายงานข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมให้ถูกต้อง เหมาะสม ด้วยวิธีการคำนวณที่เป็นไปตามมาตรฐานสากล และสามารถตรวจสอบได้ โดยกรอกข้อมูลตามแบบฟอร์มของโปรแกรมประยุกต์และเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ตามช่วงเวลาที่กำหนด	โครงการฯ จะต้องจัดทำและเสนอรายงานข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ตามที่กำหนดประกาศนี้

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
ด้านการจัดการวัตถุดิบอันตราย หรือของเสียอันตราย		
9. ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสาร กำกับกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547	ผู้ก่อกำเนิดของเสียอันตรายตั้งแต่ 100 กิโลกรัมต่อเดือนขึ้นไป ผู้ขนส่งของเสียอันตราย และผู้เก็บรวบรวมบำบัดและกำจัดของเสียอันตราย จะต้องปฏิบัติตามประกาศกระทรวงฯ ฉบับนี้ โดยการขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม ปฏิบัติตามข้อกำหนดในการครอบครอง การขนส่ง และการรับมอบของเสียอันตราย โดยการจัดทำใบกำกับการขนส่งของเสียอันตรายเพื่อใช้ในการติดตามการขนส่งของเสียอันตราย และการปฏิบัติตามขั้นตอนการรับมืออุบัติเหตุ หรือเหตุฉุกเฉิน หรือของเสียอันตรายรั่วไหล หรือเกิดการลุกไหม้ระหว่างการขนส่ง ทั้งนี้จะต้องจัดทำรายงานประจำปี เพื่อเสนอผลจากการติดตามของเสียอันตรายต่อกรมโรงงานอุตสาหกรรม ภายใน วันที่ 1 มีนาคม ของทุกปี	การขนส่งของเสียอันตรายของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยผู้รับเหมาที่ขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม และดำเนินการตามข้อกำหนดในประกาศฉบับนี้
10. พระราชบัญญัติ พลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ พ.ศ. 2559 และพระราชบัญญัติ พลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2562	พรบ. ฉบับนี้ มีข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาตและการอนุญาตสำหรับการผลิต นำเข้า ส่งออก ใช้ ครอบครอง วัสดุกัมมันตรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสี รวมถึงข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้อง	การใช้วัสดุกัมมันตรังสีของโครงการฯ ต้องปฏิบัติตามพรบ. และประกาศนี้
11. ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดเงื่อนไขและวิธีการเก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสี ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2548	ประกาศนี้ กำหนดเงื่อนไขและวิธีการเก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสี ในสถานประกอบการโดยให้เป็นไปตามมาตรฐานที่สำนักงานปรมาณูเพื่อสันติกำหนด	
ด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยในการเดินเรือและใช้ประโยชน์พื้นที่ทางทะเล		
12. พระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พุทธศักราช 2456 และพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทยฉบับแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย ฉบับที่ 14 พ.ศ. 2535	พรบ. ฉบับนี้ ว่าด้วยการเดินเรือสมุทร หรือสิ่งก่อสร้างอื่นๆ ภายในน่านน้ำไทย โดยประเด็นสำคัญของพระราชบัญญัตินี้ ประกอบด้วย <ul style="list-style-type: none">การห้ามมิให้เททิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้หิน กรวด หวาย ดิน โคลน อับเฉา สิ่งของปฏิกูลใดๆ ลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย อันจะเป็นเหตุให้เกิดการตื่นเขิน ตกตะกอนสกปรก เว้นแต่จะได้รับอนุญาตจากเจ้าท่าการห้ามมิให้เททิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้น้ำมัน และเคมีภัณฑ์หรือสิ่งใดๆ ลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย อันจะเป็นเหตุให้เกิดเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตหรือต่อสิ่งแวดล้อมห้ามมิให้เรือลำใดทอดสมอภายในระยะข้างละหนึ่งร้อยเมตรนับจากที่ซึ่งสายท่อนหรือสิ่งก่อสร้างได้นำทอดอยู่ หรือเกาสมอข้ามสาย ท่อหรือสิ่งก่อสร้างที่ทอดได้นั้น	โครงการฯ จะต้องดำเนินการตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันผลกระทบตามที่กำหนดใน พรบ. นี้ เมื่อดำเนินกิจกรรมภายในน่านน้ำไทย ประกอบกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้รับความเห็นชอบจาก สผ.

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
<p>13. ประกาศกรมเจ้าท่าที่ 271/2553 เรื่อง กำหนดชั้นและรายชื่อของสารที่เป็นอันตรายและมาตรฐานการปล่อยทิ้งสารที่เป็นอันตราย ลงวันที่ 28 กันยายน 2553</p>	<p>ประกาศนี้ออกตามความในมาตรา 53/2 แห่งพระราชบัญญัติเรือไทย พุทธศักราช 2481 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติเรือไทย (ฉบับที่ 7) พ.ศ. 2550 โดยกำหนดมาตรฐานการปล่อยทิ้งสารอันตรายลงสู่ทะเล ได้แก่ สารอันตรายที่เป็นน้ำมัน และสารอันตรายที่เป็นสารเคมี (แบ่งเป็น 3 ชั้น ได้แก่ ชั้น X ชั้น Y และชั้น Z ตามประกาศแนบท้ายของประกาศนี้) สรุปได้ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ น้ำที่มาจากเรือซึ่งผ่านเครื่องกรองน้ำมัน ที่ปล่อยทิ้งจากเรือลงสู่ทะเลในเขต 12 ไมล์จากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด ต้องมีปริมาณน้ำมันเจือปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน ▪ น้ำที่มาจากเรือซึ่งผ่านเครื่องกรองน้ำมัน ที่ปล่อยทิ้งจากเรือลงสู่ทะเลนอกเขต 12 ไมล์ จากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด ต้องมีปริมาณน้ำมันเจือปนอยู่ไม่เกิน 100 ส่วนในล้านส่วน ▪ ห้ามปล่อยทิ้งน้ำที่เจือปนสารอันตรายที่เป็นสารเคมีชั้น X (เป็นสารเคมีเหลวที่หากปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล จะก่อให้เกิดอันตรายอย่างร้ายแรงต่อทรัพยากรทางทะเล หรือสุขภาพของมนุษย์) ลงสู่ทะเล ▪ ห้ามปล่อยทิ้งน้ำที่เจือปนสารอันตรายที่เป็นสารเคมีชั้น Y (เป็นสารเคมีเหลวที่หากปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลจะก่อให้เกิดอันตรายต่อทรัพยากรทางทะเล หรือสุขภาพของมนุษย์ หรือทำลายความงามตามธรรมชาติ หรือรบกวนการใช้ประโยชน์ของทะเลอย่างถูกต้องตามกฎหมาย) และชั้น Z (เป็นสารเคมีเหลวที่หากปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลจะก่อให้เกิดผลกระทบต่อทรัพยากรทางทะเล หรือสุขภาพของมนุษย์ ต้องควบคุมการปล่อยทิ้งให้เป็นไปตามประกาศนี้) ที่เกิดจากการล้างถังระวาง เว้นแต่ในกรณีที่เรือเดินอยู่นอกเขต 12 ไมล์จากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด ด้วยความเร็วไม่น้อยกว่า 7 นอต สำหรับเรือยนต์ หรือไม่น้อยกว่า 4 นอตสำหรับเรือที่มิใช่เรือกล และบริเวณที่ปล่อยทิ้งมีระดับความลึกของน้ำไม่น้อยกว่า 25 เมตร ทั้งนี้ ยกเว้นไม่นำมาตราฐานการปล่อยข้างต้นไปใช้กับการปล่อยทิ้งที่กระทำด้วยความจำเป็นเพื่อความปลอดภัยของเรือ หรือความปลอดภัยแห่งชีวิตในทะเล หรือการปล่อยทิ้งที่เกิดจากความเสียหายของตัวเรือและอุปกรณ์ 	<p>โครงการฯ ต้องพิจารณาการจัดการน้ำที่จากเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ให้สอดคล้องกับประกาศฉบับนี้</p>

ตารางที่ 1.5-1: กฎหมายและข้อบังคับของประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	รายละเอียดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
14. กฎข้อบังคับสำหรับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 วันที่ 24 พฤศจิกายน พ.ศ. 2551	<p>หมวด ก. กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากน้ำมัน เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ให้มีอุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil filtering equipment) และน้ำที่จะปล่อยทิ้งต้องมีน้ำมันปนเปื้อนในปริมาณไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วนและเรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ รวมถึงต้องมีระบบตรวจสอบและควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมัน เว้นแต่ได้ติดตั้งเก็บกักน้ำทิ้งเรือปนน้ำมันที่มีปริมาตรเพียงพอตามที่กรมการขนส่งทางน้ำและพาณิชย์ (ปัจจุบันคือ กรมเจ้าท่า) กำหนด สำหรับการระบายน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือสารผสมน้ำมัน ให้แทนเจาะปฏิบัติตามข้อกำหนดที่บังคับใช้กับเรือบรรทุกน้ำมันขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป</p> <p>หมวด ข. กฎข้อบังคับว่าด้วยการควบคุมมลพิษจากสารเหลวมีพิษในระวางเป็นปริมาตรรวม กล่าวถึงการควบคุมสารปล่อยทิ้งจากการทำความสะอาดถังหรือน้ำอับเฉาของตู้ทะเล ซึ่งสารเหลวมีพิษดังกล่าวให้ทำการจำแนกประเภทตามแนวทางปฏิบัติที่กำหนดใน Appendix 1 ใน Annex II ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 (กำหนดไว้ 4 ประเภทด้วยกัน คือ ประเภท X, Y, Z และ OS) ซึ่งสารในประเภท X ต้องป้องกันการปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล เนื่องจากเป็นอันตรายอย่างร้ายแรงต่อทรัพยากรทางทะเล หรือสุขภาพของมนุษย์ โดยให้ปล่อยทิ้งสู่สิ่งแวดล้อมเพื่อความสะอาดเพื่อรองรับของเสีย ส่วนประเภท Y, Z และ OS การปล่อยทิ้งต้องมีคุณภาพและปริมาณเป็นไปตามที่กำหนด อย่างไรก็ตาม หากการปล่อยทิ้งนั้นจำเป็นต้องกระทำเพื่อความปลอดภัยของเรือ หรือเพื่อรักษาชีวิตในทะเล หรือการปล่อยทิ้งอันเป็นผลมาจากความเสียหายจากเรือหรืออุปกรณ์ จะได้รับการละเว้นให้สามารถดำเนินการได้</p>	โครงการฯ จะต้องดำเนินการตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการระบายน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน และน้ำจากการทำความสะอาดถังหรือน้ำอับเฉาของกฎข้อบังคับฉบับนี้
ด้านการเตรียมความพร้อมสำหรับกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ		
15. พระราชบัญญัติป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522	<p>พรบ. นี้ ได้ยกเลิก พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2497 และกำหนดให้อำนาจรัฐมนตรีผู้รักษาการตาม พรบ. นี้ ในการกำหนดวิธีการเดินเรือและการถือท้ายเรือ ตลอดจนรายละเอียดลักษณะของเรือและอุปกรณ์ความปลอดภัยต่างๆ เช่น โคมไฟ หุ่นเครื่องหมาย สัญญาณเสียง สัญญาณแสง และสัญญาณอับจน เพื่อป้องกันการชนกันของเรือ ซึ่งได้มีการประกาศเป็นกฎกระทรวง จำนวน 3 ฉบับ (ในปี พ.ศ. 2522 พ.ศ. 2524 และ พ.ศ. 2533)</p> <p>ทั้งนี้ พรบ. ฉบับนี้ได้ตราขึ้นเพื่อให้กฎหมายว่าด้วยการป้องกันการโดนกันของเรือ สอดคล้องกับอนุสัญญาว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศสำหรับป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 อนึ่ง พรบ. นี้เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการขนส่งของโครงการที่อยู่ห่างจากชายฝั่งไม่เกิน 12 ไมล์ทะเล</p>	ในกรณีที่โครงการฯ มีการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ และของเสียที่อยู่ในพื้นที่ห่างจากชายฝั่งไม่เกิน 12 ไมล์ทะเล จะต้องดำเนินการกิจกรรมโครงการฯ ตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันเรือโดนกันที่กำหนดไว้ใน พรบ. ฉบับนี้
16. ระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีว่าด้วยการป้องกันและจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมัน พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2547	ระเบียบว่าด้วยการป้องกันและควบคุมมลพิษทางน้ำที่เกิดจากน้ำมัน ระเบียบนี้ ระบุบุคคลผู้รับผิดชอบและหน้าที่ รวมถึงมาตรการในการป้องกันและควบคุมมลพิษ ในกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล	โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามมาตรการในการป้องกันและควบคุมมลพิษที่ประกาศในระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรีฉบับนี้

1.5.2 มาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้อง

มาตรฐานคุณภาพสิ่งแวดล้อมของประเทศไทยในปัจจุบันซึ่งออกตามความในกฎหมายสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย ที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 1.5-2

ตารางที่ 1.5-2: กฎหมายสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเล

ปัจจัย	ประกาศ กฎกระทรวงและแนวทางที่เกี่ยวข้อง	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 	เกณฑ์ที่นำมาเปรียบเทียบกับผลการตรวจวัดคุณภาพน้ำทะเลบริเวณโครงการฯ ทั้งก่อนและหลังการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ
เกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 Proposed Marine and Coastal Sediment Quality Guidelines (PCD, 2006) หรือเกณฑ์ร่างมาตรฐานตะกอนดินทะเลและชายฝั่งสำหรับประเทศไทย (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) 	เกณฑ์ที่นำมาเปรียบเทียบกับผลการตรวจวัดคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ทะเลบริเวณพื้นที่โครงการฯ ทั้งก่อนและหลังการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ
มาตรฐานเกี่ยวกับอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับสารเคมีอันตราย พ.ศ. 2556 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับไฟฟ้า พ.ศ. 2558 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับการป้องกันและระงับอัคคีภัย พ.ศ. 2555 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร และการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับเครื่องจักร ปั่นจั่น และหม้อน้ำ พ.ศ. 2552 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร และการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับรังสีชนิดก่อก่อไอออน พ.ศ. 2547 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานการทำงานเกี่ยวกับรังสี พ.ศ. 2564 ประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล พ.ศ. 2554 กฎกระทรวง ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 กฎกระทรวง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับที่อับอากาศ พ.ศ. 2562 	แนวทางในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านอาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน ซึ่งเกี่ยวข้องกับกิจกรรมของโครงการฯ

1.5.3 กฎหมายและข้อบังคับสากลที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการ

องค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization หรือ IMO) ซึ่งเป็นทบวงการชำนัญพิเศษที่อยู่ภายใต้การสหประชาชาติ ก่อตั้งขึ้นเมื่อปี พ.ศ. 2491 และเริ่มดำเนินการอย่างเป็นทางการเมื่อ พ.ศ. 2502 โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะใช้เป็นเวทีระหว่างประเทศสมาชิก ในการกำหนดมาตรฐานและแนวทางปฏิบัติ เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการเดินเรือ การคุ้มครองรักษาสีงแวดล้อมทางทะเล และการอำนวยความสะดวกต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการขนส่งทางทะเล รวมทั้งเป็นกลไกในการสร้างความร่วมมือทางวิชาการระหว่างประเทศสมาชิก

ทั้งนี้ ประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นภาคีกับอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากเรือ ค.ศ. 1973 และพิธีสาร ค.ศ. 1978 เพียงบางส่วน และยังไม่ได้เข้าร่วมเป็นภาคีในอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการควบคุมและการจัดการน้ำอับเฉาและตะกอนจากเรือ ค.ศ. 2004 รวมถึงอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะทางทะเลเนื่องจากการทิ้งวัสดุเหลือใช้และวัสดุอย่างอื่น ค.ศ. 1972 และพิธีสาร ค.ศ. 1996 สำหรับอนุสัญญาและพิธีสารที่สำคัญซึ่งเกี่ยวข้องกับกิจกรรมของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 1.5-3

ตารางที่ 1.5-3: รายการอนุสัญญาและพิธีสารที่สำคัญที่เกี่ยวข้องกับการผลิตปิโตรเลียมในทะเล

กฎหมาย/ข้อบังคับ	ข้อกำหนดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
1. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากเรือ ค.ศ. 1973 และพิธีสาร ค.ศ. 1978 (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships 1973 as modified by the Protocol of 1978 หรือ MARPOL 73/78) (ประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นภาคีกับอนุสัญญา MARPOL 73/78 เพียงบางส่วน คือ เข้าร่วมในภาคผนวก 1 และ ภาคผนวก 2)	<p>อนุสัญญานี้เป็นอนุสัญญาหลักที่ครอบคลุมการป้องกันการปล่อยมลพิษจากการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ของเรือ รวมถึงอุบัติเหตุจากการเดินเรือ การรายงานอุบัติเหตุอันเนื่องมาจากน้ำมันและวัตถุอันตราย และการระงับข้อพิพาทต่างๆ ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ 1) ข้อบทของอนุสัญญาหลัก 2) พิธีสารของอนุสัญญาจำนวน 4 ฉบับ และ 3) ภาคผนวกจำนวน 6 ฉบับ โดยมีรายละเอียดดังนี้</p> <p>ภาคผนวก 1 กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากน้ำมัน ซึ่งมีข้อกำหนดเฉพาะสำหรับแท่นขุดเจาะและโครงสร้างกลางทะเล โดยกำหนดให้แท่นขุดเจาะแบบยึดติดกับที่และแบบลอยน้ำ ซึ่งใช้ในกิจกรรมการสำรวจ การผลิต และกิจกรรมอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตแร่ธาตุจากพื้นทะเลรวมถึงโครงสร้างกลางทะเลที่เกี่ยวข้อง จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดสำหรับเรือประเภทอื่นๆ ที่ไม่ใช่เรือบรรทุกน้ำมันที่มีน้ำหนัก 400 ตันกรอสขึ้นไป โดยมีข้อยกเว้นดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ต้องดำเนินการติดตั้งเครื่องมือและอุปกรณ์ซึ่งเป็นไปตาม ข้อบังคับที่ 16 และ 17 ของภาคผนวกที่ 1 เท่าที่มีความเหมาะสมในทางปฏิบัติ▪ ต้องดำเนินการเก็บบันทึกและติดตามการดำเนินงานเกี่ยวกับการระบายน้ำมันและสารประกอบที่มีส่วนผสมของน้ำมันในรูปแบบที่ได้รับการอนุมัติจากหน่วยงานที่มีหน้าที่อนุญาต▪ ในพื้นที่เฉพาะที่กำหนดห้ามมิให้มีการปล่อยน้ำมันและการปล่อยสารประกอบที่มีน้ำมันลงสู่ทะเล ยกเว้น ปริมาณน้ำมันในของเหลวที่ทำการระบายโดยที่ไม่มีการเจือจาง มีค่าไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน <p>ภาคผนวก 2 กฎข้อบังคับว่าด้วยการควบคุมมลพิษจากสารเหลวมีพิษในระวางเป็นปริมาตรรวม ซึ่งครอบคลุมของเหลวที่เป็นอันตรายจำนวน 250 ชนิด ทั้งนี้ อนุญาตให้มีการระบายของเหลวดังกล่าวได้ในภาชนะรองรับเท่านั้น เว้นแต่ความเข้มข้น และสภาพที่กำหนดอื่นๆ (ซึ่งขึ้นอยู่กับประเภทของสารดังกล่าว) เป็นไปตามข้อกำหนด อย่างไรก็ตาม ห้ามมิให้มีการปล่อยของเหลวดังกล่าวในระยะ 12 ไมล์ทะเลจากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด</p> <p>ภาคผนวก 3 กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากการขนส่ง สารอันตรายทางทะเลที่อยู่ในบรรจุภัณฑ์ต่างๆ</p> <p>ภาคผนวก 4 กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากของโสโครกจากเรือ</p> <p>ภาคผนวก 5 กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษขยะจากเรือ</p> <p>ภาคผนวก 6 กฎข้อบังคับว่าด้วยการป้องกันมลพิษทางอากาศจากเรือ</p> <p>ทั้งนี้ ประเทศไทยได้เข้าร่วมเป็นภาคีกับอนุสัญญา MARPOL 73/78 เพียงภาคผนวก 1 และ ภาคผนวก 2</p>	เรือและแท่นเจาะที่ใช้งานในโครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามข้อบังคับที่เกี่ยวข้องกับการระบายน้ำที่ปนเปื้อนน้ำมัน สารเหลวมีพิษ หรือน้ำมันที่ปนเปื้อนลงสู่ทะเล ซึ่งได้กำหนดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในบทที่ 5

ตารางที่ 1.5-3: รายการอนุสัญญาและพิธีสารที่สำคัญที่เกี่ยวข้องกับการผลิตปิโตรเลียมในทะเล (ต่อ)

กฎหมาย/ข้อบังคับ	ข้อกำหนดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
2. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยความปลอดภัยแห่งชีวิตในทะเล ค.ศ. 1974 (International Convention for the Safety of Life at Sea 1974 หรือ SOLAS 1974)	<p>อนุสัญญานี้เป็นข้อตกลงที่เกี่ยวกับความปลอดภัยของเรือ ซึ่งมีการกำหนดมาตรฐานขั้นต่ำของการก่อสร้าง เครื่องมือ และการดำเนินการของเรือ โดยคำนึงถึงความปลอดภัยแห่งชีวิตในทะเล โดยได้กำหนดจำนวนของเรือชูชีพและอุปกรณ์ เพื่อใช้ในยามฉุกเฉินตามกระบวนการรักษาความปลอดภัย</p> <p>ทั้งนี้ รัฐเจ้าของธง (Flag State) มีหน้าที่รับผิดชอบในการตรวจสอบและออกหนังสือรับรองว่าเรือที่มีสัญชาติของรัฐเจ้าของธง ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในอนุสัญญา นอกจากนี้ ข้อกำหนดในอนุสัญญายังอนุญาตให้รัฐเจ้าของเมืองท่าสามารถทำการตรวจสอบเรือคู่สัญญาของรัฐอื่นๆ หากมีหลักฐานเชื่อว่าเรือลำดังกล่าวไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดในอนุสัญญา</p>	<p>เรือและแท่นเจาะที่ใช้งานในโครงการฯ ที่มีใช้เรือที่จดทะเบียนในประเทศไทย หรือประเทศไทยไม่ใช่รัฐเจ้าของธง จะต้องใช้อุปกรณ์ช่วยชีวิตในกรณีฉุกเฉิน (เช่น แพชูชีพ เสื้อชูชีพ และอุปกรณ์เครื่องมือเครื่องใช้ประจำเรือช่วยชีวิต เป็นต้น) และมีแผนฉุกเฉินเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่อาจเป็นอันตรายต่อชีวิตของเจ้าหน้าที่ปฏิบัติงาน</p>
3. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการเตรียมการปฏิบัติการ และความร่วมมือในการป้องกันและขจัดมลพิษน้ำมัน ค.ศ. 1990 (International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Co-operation 1990 หรือ OPRC 1990)	<p>อนุสัญญานี้มีวัตถุประสงค์สำคัญคือ เพื่อให้ประเทศภาคีเตรียมแผนการฝึกซ้อมสำหรับการตอบสนองต่อกรณีน้ำมันรั่วไหล และฝึกอบรมบุคลากร นอกจากนี้ ยังกำหนดให้พัฒนาแผนการฝึกอบรมในลักษณะของความร่วมมือกันระหว่างหน่วยงานของรัฐ และภาคอุตสาหกรรม ซึ่งประเทศไทยเข้าเป็นภาคีอนุสัญญา OPRC 1990 เมื่อปี พ.ศ. 2543 โดยสรุปสาระสำคัญได้ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none">▪ เรือจะต้องมีแผนฉุกเฉินประจำเรือสำหรับป้องกันการเกิดมลพิษจากน้ำมัน ตามข้อกำหนดของ IMO▪ ผู้ประกอบการนอกชายฝั่งภายใต้ข้อบังคับของรัฐประเทศภาคีจะต้องมีแผนฉุกเฉินสำหรับป้องกันการเกิดมลพิษจากน้ำมัน รวมถึงการประสานและการแจ้งเหตุต่อหน่วยงานภาครัฐที่รับผิดชอบตามระบบหรือขั้นตอนที่หน่วยงานภาครัฐให้ความเห็นชอบแล้ว <p>ประเทศภาคีมีหน้าที่ที่ต้องพัฒนาระบบแห่งชาติสำหรับการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินได้ทันทั่วทั้งและมีประสิทธิภาพ โดยระบบดังกล่าวประกอบด้วย</p> <ul style="list-style-type: none">▪ การกำหนดความรับผิดชอบให้หน่วยงานภาครัฐที่มีศักยภาพให้ทำหน้าที่รับผิดชอบในการเตรียมแผนตอบสนอง และการตอบสนองต่อกรณีเกิดมลพิษจากน้ำมัน▪ การกำหนดให้มีหน่วยงานภาครัฐที่เป็นศูนย์กลางในการประสาน และแจ้งเหตุในกรณีเกิดมลพิษจากน้ำมัน▪ การกำหนดให้มีหน่วยงานที่รับผิดชอบดำเนินการในการตัดสินใจที่จะร้องขอความช่วยเหลือจากภายนอก หรือให้ความช่วยเหลือเมื่อได้รับการร้องขอ <p>นอกจากนี้ แต่ละประเทศภาคีต้องสร้างความร่วมมือระดับทวิภาคี พหุภาคี และสร้างความร่วมมือกับภาคอุตสาหกรรม หน่วยงานที่รับผิดชอบท่าเรือ และหน่วยงานอื่นๆ เพื่อวัตถุประสงค์ ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none">▪ การเตรียมความพร้อมของอุปกรณ์ตอบสนอง และแผนการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของน้ำมัน▪ แผนการฝึกซ้อมในการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของน้ำมันและให้การฝึกอบรมบุคลากรที่เกี่ยวข้อง▪ ให้มีรายละเอียดของแผนและการติดต่อประสานงานเพื่อตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของน้ำมัน▪ ให้มีกลไกหรือการประสานความร่วมมือเพื่อตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของน้ำมัน เพื่อให้สามารถนำอุปกรณ์และบุคลากรที่มีศักยภาพในการตอบสนองมาใช้ในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ได้▪ ประเทศภาคีต้องให้ข้อมูลที่เกี่ยวข้องทั้งหมดกับ IMO	<p>โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามมาตรการในการป้องกัน และควบคุมมลพิษที่ประกาศในระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมัน พ.ศ. 2547 ซึ่งได้ออกใช้บังคับตามอนุสัญญานี้</p>

กฎหมาย/ข้อบังคับ	ข้อกำหนดโดยสังเขป	สรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
4. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือชนกันบนทะเล ค.ศ. 1972 (Convention on the International Regulations for Preventing Collision at Sea 1972 หรือ COLREG 1972)	เป็นอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือชนกันบนทะเล ซึ่งออกมาแทนที่กฎการชนกันของเรือปี ค.ศ. 1960 ประกอบด้วย กฎ 38 ข้อ แบ่งเป็น 5 หมวด ได้แก่ หมวด ก. บททั่วไป หมวด ข. การถือท้ายและการเดินเรือ หมวด ค. กระโจนไฟและเครื่องหมายทางเรือ หมวด ง. สัญญาณเสียงและสัญญาณแสง และหมวด จ. ข้อยกเว้น นอกจากนี้ ยังประกอบด้วยอีก 4 ภาคผนวก ครอบคลุมถึงการติดตั้งและรายละเอียดทางเทคนิคสำหรับกระโจนไฟ เครื่องหมายทางเรือ และสัญญาณที่ต้องแสดงเพิ่มสำหรับเรือประมงขณะทำการประมงใกล้เรือ รายละเอียดทางเทคนิคของเรือทำสัญญาณเสียง และสัญญาณอัปจน ประเทศไทยได้ยื่นเป็นรัฐภาคอนุสัญญาว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศสำหรับการป้องกันเรือชนกันบนทะเล ค.ศ. 1984 เมื่อวันที่ 6 สิงหาคม พ.ศ. 2522 จึงได้มีพระราชบัญญัติป้องกันเรือชนกัน พ.ศ. 2522 และกฎกระทรวงการเดินเรือฉบับที่ 1 ในปี พ.ศ. 2522 ที่ใช้บังคับแก่เรือไทยและเรือต่างประเทศที่อยู่ในน่านน้ำไทยที่เรือเดินทะเลได้	เรือที่ใช้งานในโครงการฯ ที่มีใช้เรือที่จดทะเบียนในประเทศไทย หรือประเทศไทยไม่ใช่รัฐเจ้าของธง จะต้องมีการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ และให้สัญญาณกับเรืออื่นๆ เพื่อป้องกันเหตุการณ์เรือชนกัน ในระหว่างปฏิบัติงาน
5. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการควบคุมและจัดการน้ำอับเฉาและตะกอนจากเรือ ค.ศ. 2004 (International Convention for the Control and Management of Ships' Ballast Water and Sediments หรือ Ballast Water Management 2004)	อนุสัญญานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อลดและป้องกันปัญหาการย้ายถิ่นหรือแพร่ระบาดของสิ่งมีชีวิตทั้งพืช สัตว์และเชื้อโรคที่เป็นอันตรายที่ติดอยู่ในน้ำอับเฉา เพื่อป้องกันผลกระทบต่อระบบนิเวศ เศรษฐกิจ และสุขภาพอนามัยของมนุษย์ในภูมิภาคต่างๆ ทั่วโลก ทั้งนี้ ในปัจจุบันประเทศไทยยังไม่ได้เข้าเป็นภาคี	เรือที่ใช้งานในโครงการฯ ที่มีใช้เรือที่จดทะเบียนในประเทศไทย หรือประเทศไทยไม่ใช่รัฐเจ้าของธง จะต้องควบคุมและจัดการน้ำอับเฉาและตะกอนจากเรือ ตามข้อบังคับของอนุสัญญานี้
6. อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะทางทะเลเนื่องจากการทิ้งวัสดุเหลือใช้และวัสดุอย่างอื่น ค.ศ. 1972 และพิธีสาร ค.ศ. 1996 (Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter 1972 and 1996 Protocol หรือ LONDON CONVENTION 1972 and PROTOCOL 1996)	อนุสัญญานี้เป็นการควบคุมมลพิษทางทะเลที่เกิดจากการทิ้งของเสียหรือขยะ โดยการสนับสนุนข้อตกลงระดับภูมิภาคในการเพิ่มเติมอนุสัญญาหลัก ซึ่งสาระสำคัญของอนุสัญญาครอบคลุมการทิ้งขยะโดยเรือ ยานบิน และแท่นกลางทะเล โดยไม่ครอบคลุมสิ่งที่ทิ้งลงทะเลจากสิ่งที่ตั้งอยู่บนแผ่นดิน เช่น จากท่อ หรือของเสียอันเกิดจากการเดินเรือ หรือการทิ้งสิ่งของในทะเล โดยมีวัตถุประสงค์อื่นที่ไม่ใช่เพื่อการทิ้ง ที่ไม่ขัดกับจุดประสงค์ของอนุสัญญา โดยมีของเสีย 8 ประเภทที่ต้องพิจารณา ได้แก่ 1) วัสดุจากการขุดลอก 2) กากตะกอนน้ำเสีย 3) ของเสียจากการประมง และอุตสาหกรรมประมง 4) ของเสียจากเรือและแท่นเจาะ หรือสิ่งติดตั้งในทะเลที่มนุษย์สร้างขึ้น 5) วัสดุทางธรณีวิทยาอนินทรีย์ 6) วัสดุอินทรีย์จากแหล่งกำเนิดตามธรรมชาติ 7) สิ่งของขนาดใหญ่ที่ประกอบด้วยเหล็ก คอนกรีต และวัสดุอื่นๆ ที่ไม่เป็นพิษ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสภาพและจำกัดอยู่ในบริเวณที่ทิ้งของเสีย และ 8) ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่มาจากกระบวนการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ทั้งนี้ อนุสัญญาลอนดอนมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 30 สิงหาคม ค.ศ. 1975 ซึ่งมีภาคี 87 ชาติ ได้ให้สัตยาบันหรือการภาคยานุวัติ ขณะนี้ประเทศไทยกำลังเตรียมความพร้อมในการปฏิบัติตาม การบังคับใช้ และดำเนินงานเข้าเป็นภาคีของอนุสัญญานี้	แผนการจัดการของเสียของโครงการฯ จะต้องสอดคล้องกับอนุสัญญานี้

บทที่ 2

รายละเอียดโครงการ



2 รายละเอียดโครงการ

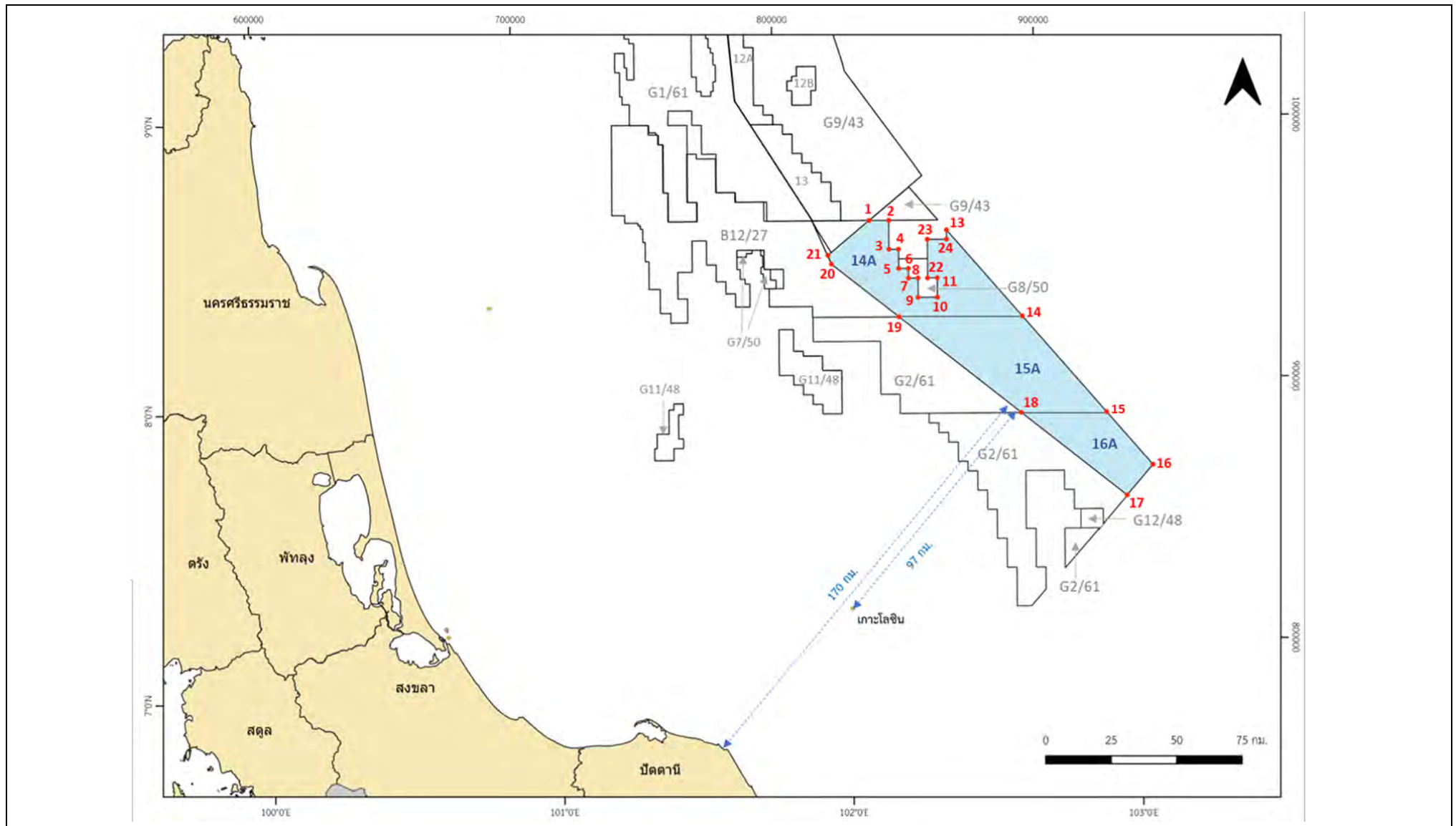
2.1 ที่ตั้งโครงการ

โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมทั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป ตั้งอยู่ในพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมอาทิตย์ แพลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A (ต่อไปในรายงานฉบับนี้ จะเรียกแทนว่า “พื้นที่โครงการอาทิตย์”) ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ขนาด 3,559.08 ตารางกิโลเมตร ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเล บริเวณกลางอ่าวไทย โดยในแต่ละทิศมีขอบเขตติดกับพื้นที่แปลงสำรวจอื่น ดังแสดงในรูปที่ 2.1-1 โดยสรุปได้ดังนี้

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

ขอบของพื้นที่ผลิตโครงการอาทิตย์ มีระยะห่างจากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด คือ อำเภอปะนาเระ จังหวัดปัตตานี ประมาณ 170 กิโลเมตร และมีระยะห่างจากเกาะที่อยู่ใกล้ที่สุด คือ เกาะโลซิน ปัตตานี ประมาณ 97 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 2.1-1 โดยมีพิกัดตำแหน่งอ้างอิงขอบเขตของพื้นที่ในตารางที่ 2.1-1

รูปที่ 2.1-1: ตำแหน่งพื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A และพื้นที่สำรวจแปลงอื่นโดยรอบ



หมายเหตุ: พื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A แสดงเป็นรูปเหลี่ยมสีฟ้า

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

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 2.1-1: พิกัดตำแหน่งอ้างอิงขอบเขตพื้นที่โครงการอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A 15A และ 16A

จุดอ้างอิง ที่แสดงใน รูปที่ 2.1-1	Datum: Indian 1975 Zone 47N			
	พิกัดภูมิศาสตร์		พิกัดกริดแบบ UTM	
	ละติจูด (องศาเหนือ)	ลองจิจูด (องศาตะวันออก)	ตะวันออก	เหนือ
1	8° 40' 00.00"	102° 03' 52.86"	837263.3	959284.9
2	8° 40' 00.00"	102° 08' 00.00"	844825.1	959346.6
3	8° 34' 00.00"	102° 08' 00.00"	844915.9	948276.0
4	8° 34' 00.00"	102° 10' 00.00"	848588.8	948306.2
5	8° 30' 00.00"	102° 10' 00.00"	848649.4	940925.6
6	8° 30' 00.00"	102° 12' 00.00"	852323.0	940955.8
7	8° 28' 00.00"	102° 12' 00.00"	852353.5	937265.4
8	8° 28' 00.00"	102° 14' 00.00"	856027.6	937295.8
9	8° 24' 00.00"	102° 14' 00.00"	856088.7	929914.8
10	8° 24' 00.00"	102° 18' 00.00"	863438.5	929976.1
11	8° 28' 00.00"	102° 18' 00.00"	863376.1	937357.6
22	8° 28' 00.00"	102° 16' 00.00"	859701.8	937326.5
23	8° 36' 00.00"	102° 16' 00.00"	859576.7	952089.0
24	8° 36' 00.00"	102° 20' 00.00"	866922.9	952152.4
13	8° 37' 56.00"	102° 20' 00.00"	866891.8	955720.2
14	8° 20' 00.00"	102° 35' 36.79"	895875.2	922877.3
15	8° 00' 00.00"	102° 52' 58.22"	928144.9	886249.7
16	7° 49' 00.00"	103° 02' 30.00"	945883.3	866103.7
17	7° 42' 43.71"	102° 57' 04.69"	936006.8	854427.9
18	8° 00' 00.00"	102° 35' 16.00"	895566.8	885953.7
19	8° 20' 00.00"	102° 10' 00.00"	848798.8	922474.3
20	8° 31' 00.00"	101° 56' 00.00"	822923.0	942567.8
21	8° 32' 49.86"	101° 55' 16.21"	821557.3	945933.7

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

2.2 ประวัติและสถานภาพทางกฎหมายของพื้นที่โครงการ

2.2.1 ความเป็นมาของสัมปทาน

ในปี พ.ศ. 2515 รัฐบาลไทย โดยกระทรวงอุตสาหกรรมซึ่งเป็นหน่วยงานรับผิดชอบในขณะนั้น ได้ให้สัมปทานปิโตรเลียมในแปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A, 15A และ 16A ตามสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 5/2515/9 และเลขที่ 3/2515/7 แก่บริษัท เท็นเนโก ไทยแลนด์ จำกัด และ บริษัท บีพี ปิโตรเลียม จำกัด โดยมีพื้นที่เริ่มต้นของสัมปทานรวมประมาณ 4,066 ตารางกิโลเมตร ซึ่งต่อมาได้มีการโอนสิทธิ์ ประโยชน์ และพันธะของสัมปทานในปี พ.ศ. 2521 ให้แก่บริษัท เท็กซัส แปซิฟิก จำกัด และในปี พ.ศ. 2531 ให้แก่ ปตท.สผ. ทั้งนี้ ปัจจุบันมีบริษัทที่ถือหุ้นร่วมกัน 3 บริษัท คือ ปตท.สผ. ในฐานะผู้ดำเนินการ ในสัดส่วนร้อยละ 80 บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด ในสัดส่วนร้อยละ 16 และ บริษัท โมเอโกะไทยแลนด์ จำกัด ในสัดส่วนร้อยละ 4

2.2.2 การได้รับอนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

ภายหลังจาก ปตท.สผ. ได้รับโอนสิทธิ์ ประโยชน์ และพันธะ ในสัมปทานปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ในปี พ.ศ. 2531 จึงได้เริ่มดำเนินการสำรวจปิโตรเลียมทั้งการสำรวจปิโตรเลียมโดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ และการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียม (รายละเอียดแสดงในภาคผนวกที่ 2.2-1) ซึ่งจากข้อมูลการสำรวจดังกล่าวสามารถยืนยันการมีอยู่ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม จึงได้ยื่นขออนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมอาทิตย์ ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 2.2-1 และได้เริ่มพัฒนาแหล่งผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งเรียกโดยรวมว่า **พื้นที่โครงการอาทิตย์** มาจนถึงปัจจุบัน

ตารางที่ 2.2-1: ประวัติการขออนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจ หมายเลข	ชื่อพื้นที่ผลิต	วันที่ได้รับอนุมัติ	ขนาดพื้นที่ (ตารางกิโลเมตร)
3/2515/7 (เพิ่มเติม ฉบับที่ 9)	16A	อาทิตย์	5 มิถุนายน 2546	719.85
5/2515/9 (เพิ่มเติม ฉบับที่ 12)	14A	อาทิตย์	5 มิถุนายน 2546	1,373.19
	15A	อาทิตย์	5 มิถุนายน 2546	1,466.05
ขนาดพื้นที่รวม (ตารางกิโลเมตร)				3,559.08

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

2.2.3 การจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อมที่ผ่านมาในอดีต

ก่อนดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่กล่าวถึงข้างต้น ปตท.สผ. ได้มีการจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม) ซึ่งได้รับการพิจารณาเห็นชอบจาก คชก. ก่อนที่จะดำเนินกิจกรรมดังรายละเอียดที่แสดงในหัวข้อที่ 1.1.1 รวมทั้งได้เสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์เป็นประจำทุกปีอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่ปีแรกที่เริ่มดำเนินการผลิตปิโตรเลียม คือ ในปี พ.ศ. 2551 จนถึงปัจจุบัน โดยรายงานฉบับล่าสุดที่เสนอต่อ ชร. และ สผ. ได้แก่ รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ (เดือนมกราคม-ธันวาคม 2565)

2.3 สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบันของโครงการ และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ปตท.สผ. ได้เริ่มดำเนินการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ตั้งแต่ในปี พ.ศ. 2548 ตามแผนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ได้แก่ (1) กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ประกอบด้วย แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) แท่นที่פקอาศัย (AQP) แท่นเผาก๊าซ (AFP) และแท่นหลุมผลิต AWP1 (2) แท่นหลุมผลิตจำนวนรวม 43 แท่น และ (3) ท่อขนส่งใต้ทะเลจำนวนรวม 45 แนว ดังแสดงรายละเอียดของโครงสร้างต่างๆ ในหัวข้อที่ 2.5.1 รวมทั้งมีการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมไปแล้ว 689 หลุม โดยปัจจุบันดำเนินการอยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียม ซึ่งข้อมูล ณ เดือนมกราคม พ.ศ. 2566 มีการผลิตก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 328.1 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) เฉลี่ย 15,855 บาร์เรลต่อวัน จากจำนวนหลุมเปิดผลิตรวม 252 หลุม โดยยังไม่ได้ดำเนินการติดตั้งโครงสร้างเพิ่มเติมตามแผนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

หลังจากรายงานฉบับนี้ได้รับความเห็นชอบ โครงการฯ จึงจะดำเนินการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมเพิ่มเติม ดังแสดงรายละเอียดของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะติดตั้งเพิ่มเติม ในหัวข้อที่ 2.5.2

ทั้งนี้ สามารถสรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ทั้งในส่วนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และระยะที่ 2 ในปัจจุบัน และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงในตารางที่ 2.3-1

ตารางที่ 2.3-1: สรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง

รายละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน	การขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้
โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1		
ที่ตั้งของโครงการ		
ภายในพื้นที่ผลิตอาทิตย์ แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A	ภายในพื้นที่ผลิตอาทิตย์ แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง
รายการองค์ประกอบของโครงการ		
<p>1) องค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนเหนือ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นผลิตกลาง (APP)- แท่นหลุมผลิต AWP1 และแท่นอื่นๆ จำนวน 25 แท่น- แท่นที่อยู่สำหรับพนักงาน (AQP)- แท่นเผาก๊าซ (AFP)- สะพานเชื่อมระหว่างแท่น APP, AQP, AFP และ AWP1- ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิต เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP- ท่อขนส่งใต้ทะเล ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ความยาว 31 กิโลเมตร เพื่อใช้ส่งคอนเดนเสทจากแท่น APP ไปยังเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ในพื้นที่แหล่งบงกช <p>2) องค์ประกอบที่อยู่ในพื้นที่ตอนใต้ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">- แท่นรวบรวมก๊าซ (GP)- แท่นเพิ่มแรงดันก๊าซ และแท่นที่อยู่สำหรับพนักงาน (CQP)- แท่นหลุมผลิต จำนวน 20 แท่น- ท่อเชื่อมต่อแท่นหลุมผลิตกับแท่นรวบรวมก๊าซ (GP)- ท่อเชื่อมต่อแท่น GP เพื่อรวบรวมปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP <p>3) แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP2N และ AWP3N ที่ผนวกเข้าเป็นส่วนหนึ่งของโครงการอาทิตย์ ตามที่ระบุไว้ในรายงานการเปลี่ยนแปลงของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1</p> <p>4) ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง จังหวัดสงขลา</p>	<p>องค์ประกอบของโครงการฯ ที่ติดตั้งแล้วและใช้งานอยู่ในปัจจุบัน แบ่งเป็น</p> <p>1) โครงสร้างที่ติดตั้งอยู่ในพื้นที่ผลิตอาทิตย์</p> <ul style="list-style-type: none">- กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ประกอบด้วย แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) แท่นที่พักอาศัย (AQP) แท่นเผาก๊าซ (AFP) และแท่นหลุมผลิต AWP1- แท่นหลุมผลิตจำนวนรวม 43 แท่น (AWP2 ถึง AWP42 และ AWP1N ถึง AWP3N) โดยไม่รวมแท่น AWP26 ในแปลงสำรวจ G8/50- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่ใช้สำหรับรวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตทุกแท่น ข้างต้นมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP จำนวนรวม 44 แนว- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่เชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิต APP และเรือ FSO2 ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 (พื้นที่แหล่งบงกชเหนือ) เพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ผลิตได้ไปกักเก็บที่เรือ FSO2 เพื่อรอการจำหน่ายต่อไป เป็นท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก 8 นิ้ว ความยาว 31.33 กิโลเมตร- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่เชื่อมต่อระหว่างแท่น APP และโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเล (PLEM) เพื่อส่งก๊าซธรรมชาติขายผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเลของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. เป็นท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก 42 นิ้ว ความยาว 18 กิโลเมตร ซึ่งท่อนี้อยู่ภายใต้การบริหารจัดการของ ปตท. ทั้งหมด <p>2) ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง คือ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>3) เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน</p>	<p>การวางท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 (พื้นที่บงกชเหนือ) จำนวน 1 แนว ความยาวประมาณ 2.7 กิโลเมตร เพื่อเชื่อมต่อจากแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน (ความยาว 31.33 กิโลเมตร ที่เชื่อมระหว่างแท่นผลิต APP และโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเลแบบ PLEM ของเรือ FSO2) ไปยังโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเลแบบ PLEM ของเรือ FSO3 ซึ่งจะถูกนำมาติดตั้งและใช้งานแทนเรือ FSO2 ลำเดิมที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ทั้งนี้ เพื่อให้โครงการอาทิตย์สามารถลำเลียงก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ผลิตได้ไปกักเก็บและรอจำหน่ายที่เรือ FSO3 ได้อย่างต่อเนื่อง</p> <p>หมายเหตุ: การติดตั้งเรือ FSO3 เพื่อนำมาใช้แทนเรือ FSO2 ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน และการจัดการก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ทั้งการกักเก็บและการสูบน้ำอยู่ในขอบเขตการบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยของโครงการ G2/61</p>

ตารางที่ 2.3-1: สรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

รายละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน	การขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้
โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 (ต่อ)		
กิจกรรมของโครงการ		
<p>แบ่งการดำเนินงานเป็น 5 ระยะ ประกอบด้วย</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ระยะการก่อสร้าง 2. ระยะการติดตั้งท่อ 3. ระยะการทดสอบและทดลองเดินระบบ 4. ระยะดำเนินการ 5. ระยะเลิกดำเนินการ 	<p>เริ่มดำเนินการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ตั้งแต่ในปี พ.ศ. 2548 ตามแผนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 รวมทั้งมีการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมไปแล้ว 689 หลุม โดยปัจจุบันดำเนินการอยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียม</p>	<p>ไม่มีการเปลี่ยนแปลง</p> <p>อย่างไรก็ตาม จะนำเสนอกิจกรรมของโครงการฯ โดยแบ่งออกได้เป็น 4 ระยะ ดังนี้</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ดำเนินการติดตั้งตามแผนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 แล้วเสร็จแล้วทั้งหมด) 2. ระยะการเจาะหลุมผลิต 3. ระยะการผลิตปิโตรเลียม 4. ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง
กระบวนการผลิตปิโตรเลียม		
<p>นำเสนอข้อมูลองค์ประกอบต่างๆ ในกระบวนการผลิตบนแท่น APP ที่สามารถระบุได้ในขั้นตอนการวางแผนและออกแบบ โดยแบ่งเป็น</p> <ul style="list-style-type: none"> - ระบบการแยกก๊าซ - ระบบแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ - ระบบแยกปรอท - กระบวนการสำหรับคอนเดนเสท - ระบบเผาก๊าซและลดความดัน - ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต - ระบบ Vapor recovery system 	<p>ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิตทุกแท่น จะถูกส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP ซึ่งมีกระบวนการผลิตแบ่งได้เป็น 4 ส่วน ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> - กระบวนการแยกสถานะของปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิต - กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ และระบบอัดความดัน เพื่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้วไปยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ต่อไป โดยมีระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Removal and Venting) ทำหน้าที่ลดปริมาณ CO₂ ในก๊าซธรรมชาติให้ลดลงเหลือน้อยกว่าร้อยละ 23 ตามสัญญาซื้อขาย โดยก๊าซส่วนที่มี CO₂ สูง จะระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซ (Flaring System) - กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลวก่อนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ซึ่งอยู่ในพื้นที่ของโครงการ G2/61 (บงกชเหนือ) ต่อไป - ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ประกอบด้วย ระบบการรวบรวมน้ำจากกระบวนการผลิต ระบบบำบัดเบื้องต้น และระบบอัดกลั่นน้ำลงหลุม 	<p>การปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) โดยจะนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในการจัดการก๊าซ CO₂ แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน</p>

ตารางที่ 2.3-1: สรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

รายละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน	การขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้
โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2		
ที่ตั้งของโครงการ		
ภายในพื้นที่ผลิตอาทิตย์ แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A	ภายในพื้นที่ผลิตอาทิตย์ แปลงสำรวจ 14A 15A และ 16A	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง
รายการองค์ประกอบของโครงการ		
<p>1. องค์ประกอบที่ต้องใช้ร่วมกับโครงการระยะที่ 1 ซึ่งมีอยู่แล้วในปัจจุบัน ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> - กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) แท่นที่พักอาทิตย์ (AQP) แท่นเผาก๊าซ (AFP) แท่นหลุมผลิต AWP1 และท่อขนส่งใต้ทะเล รวมถึงหลุมอัดกลับน้ำ - เรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (FSO2) ในพื้นที่โครงการ G2/61 (บงกชเหนือ) - ฐานสนับสนุนการปฏิบัติงานบนฝั่ง คือ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา <p>2. องค์ประกอบที่จะติดตั้งใหม่ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> - แท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มจำนวน 15 แท่น (AWP43 ถึง AWP57) และท่อขนส่งใต้ทะเล ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 12 นิ้ว จำนวน 15 เส้น - โครงสร้างของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่จะสามารถเจาะหลุมผลิตได้สูงสุด 16 หลุมต่อแท่น 	ยังไม่ได้ดำเนินการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล	<ul style="list-style-type: none"> - เพิ่มจำนวนแท่นหลุมผลิต 1 แท่น จากเดิมจำนวน 15 แท่นรวมเป็น 16 แท่น (AWP43 ถึง AWP58) - เพิ่มจำนวนท่อขนส่งใต้ทะเล จากเดิมจำนวน 1 เส้น เพื่อให้สอดคล้องกับจำนวนแท่นหลุมผลิต - โครงสร้างของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่จะสามารถเจาะหลุมผลิตได้สูงสุด 24 หลุมต่อแท่น
กิจกรรมของโครงการ		
<p>แบ่งการดำเนินงานเป็น 4 ระยะ ประกอบด้วย</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ระยะเตรียมการ และติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ 2. ระยะเจาะหลุมผลิต 3. ระยะผลิตปิโตรเลียม 4. ระยะสิ้นสุดการดำเนินการและการรื้อถอนโครงสร้าง 	ยังไม่ได้ดำเนินการ	ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.3-1: สรุปภาพรวมรายละเอียดโครงการที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

รายละเอียดที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว	สถานภาพการดำเนินงานในปัจจุบัน	การขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้
การเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม		
จำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น คือ สูงสุด 16 หลุมต่อแท่น	ยังไม่ได้ดำเนินการ	เพิ่มจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น เป็น สูงสุด 24 หลุมต่อแท่น
แบบหลุมทั่วไป สำหรับการเจาะหลุมผลิตเป็นหลุมที่มีขนาดของหลุมและท่อกรู 4 ช่วง	ยังไม่ได้ดำเนินการ	เพิ่มแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้ครอบคลุมลักษณะของแหล่งกักเก็บทุกแบบ โดยจะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง
ของเหลวที่ใช้ในการเจาะแบ่งเป็น 3 ประเภท ได้แก่ 1. น้ำทะเล 2. โคลนช่วยเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water based Mud หรือ WBM) และ 3. โคลนช่วยเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic based Mud หรือ SBM) - มี Sarapar147 เป็นองค์ประกอบหลัก	ยังไม่ได้ดำเนินการ	การเปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งข้อมูลในรายการของ Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด
กิจกรรมในระหว่างการผลิตปิโตรเลียม		
ปิโตรเลียมที่ได้จากแท่นหลุมผลิต จะถูกส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่น APP	ยังไม่ได้ดำเนินการ	ไม่เปลี่ยนแปลง

2.4 แผนการดำเนินงานของโครงการ

ในหัวข้อนี้เป็นการนำเสนอแผนพัฒนาในพื้นที่โครงการอาทิตย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน โดยสามารถแบ่งการดำเนินงานออกเป็น 3 ระยะ ดังนี้

2.4.1 ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

แผนการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

1) การติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มเติมจากปัจจุบัน จำนวนรวม 16 แท่น (AWP43 ถึง AWP58) พร้อมทั้งติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลรวม 16 แนว เพื่อใช้สำหรับขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติมไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ต่อไป โดยมีแผนเบื้องต้นที่จะเริ่มติดตั้งในปี พ.ศ. 2568 จำนวน 3 แท่น และจะทยอยติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลจนครบตามแผนในปี พ.ศ. 2574 โดยจะติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้นในช่วง 2-4 แท่นต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 2.4-1

2) การวางท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 จำนวน 1 แนว เพื่อเชื่อมต่อจากแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ไปยังโครงสร้างเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งใต้ทะเลแบบ PLEM ของเรือ FSO3 จะขึ้นอยู่กับผลการศึกษาความเหมาะสม และแผนการติดตั้งเรือ FSO3 เพื่อใช้แทนเรือ FSO2 ของโครงการ G2/61 ซึ่งอยู่ภายใต้การดำเนินงานของบริษัท ปตท.สผ. เอ็นเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด

ตารางที่ 2.4-1: แผนการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

ปี พ.ศ.	จำนวนแท่นที่จะติดตั้ง (แท่น)	จำนวนท่อขนส่งใต้ทะเล (แนว)
2568	3	3
2570	4	4
2572	3	3
2573	4	4
2574	2	2

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

2.4.2 ระยะการเจาะหลุมผลิต

หลังจากติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตตามแผนข้างต้นเรียบร้อยแล้ว จะเคลื่อนย้ายแท่นเจาะมาดำเนินการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต รวมทั้งเตรียมหลุมผลิตให้พร้อมสำหรับเริ่มต้นการผลิตปิโตรเลียมต่อไป โดยจะเจาะหลุมผลิตสูงสุด 24 หลุมต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น ซึ่งเพิ่มขึ้นจากเดิมที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 จำนวน 16 หลุมต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น

นอกจากกิจกรรมการเจาะหลุมผลิตแล้ว กิจกรรมในระยะนี้จะครอบคลุมถึงการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ ซึ่งจะเป็นองค์ประกอบหนึ่งของระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ที่โครงการอาทิตย์จะนำมาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ตามแผนงานที่จะนำเสนอรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.6.3.7

2.4.3 ระยะผลิตปิโตรเลียม

ปัจจุบันโครงการอาทิตย์มีการดำเนินงานอยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียม และจะดำเนินการต่อเนื่องไปจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน โดยการรวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตทุกแท่น (ทั้งที่ติดตั้งและใช้สำหรับดำเนินการผลิตอยู่แล้วตามแผนงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งตามแผนที่นำเสนอข้างต้นจำนวน 16 แท่น ในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม) เพื่อเข้าสู่กระบวนการแยกสถานะกระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ กระบวนการปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ระบบการจัดการน้ำจากระบบการผลิต และระบบการสูบส่งก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อส่งขายต่อไป ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.6.3

ในรายงานฉบับนี้ จะขอเพิ่มเติมแผนการปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ ซึ่งจะนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน โดยคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการจัดหาอุปกรณ์ และติดตั้งเพื่อเริ่มต้นใช้งานได้ในปี พ.ศ. 2568 ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.6.3.7

ทั้งนี้ ก่อนและหลังการติดตั้งระบบ CCS จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงของกระบวนการแยกสถานะกระบวนการปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ระบบการจัดการน้ำจากระบบการผลิต และระบบการสูบส่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวเพื่อส่งขายต่อไป

2.5 องค์ประกอบของโครงการ

ในการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะใช้ประโยชน์จากทั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และมีแผนจะติดตั้งสิ่งติดตั้งใหม่ ได้แก่ แท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ดังแสดงภาพรวมของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ในรูปที่ 2.5-1 โดยมีรายละเอียดของโครงสร้างในแต่ละส่วนดังนี้

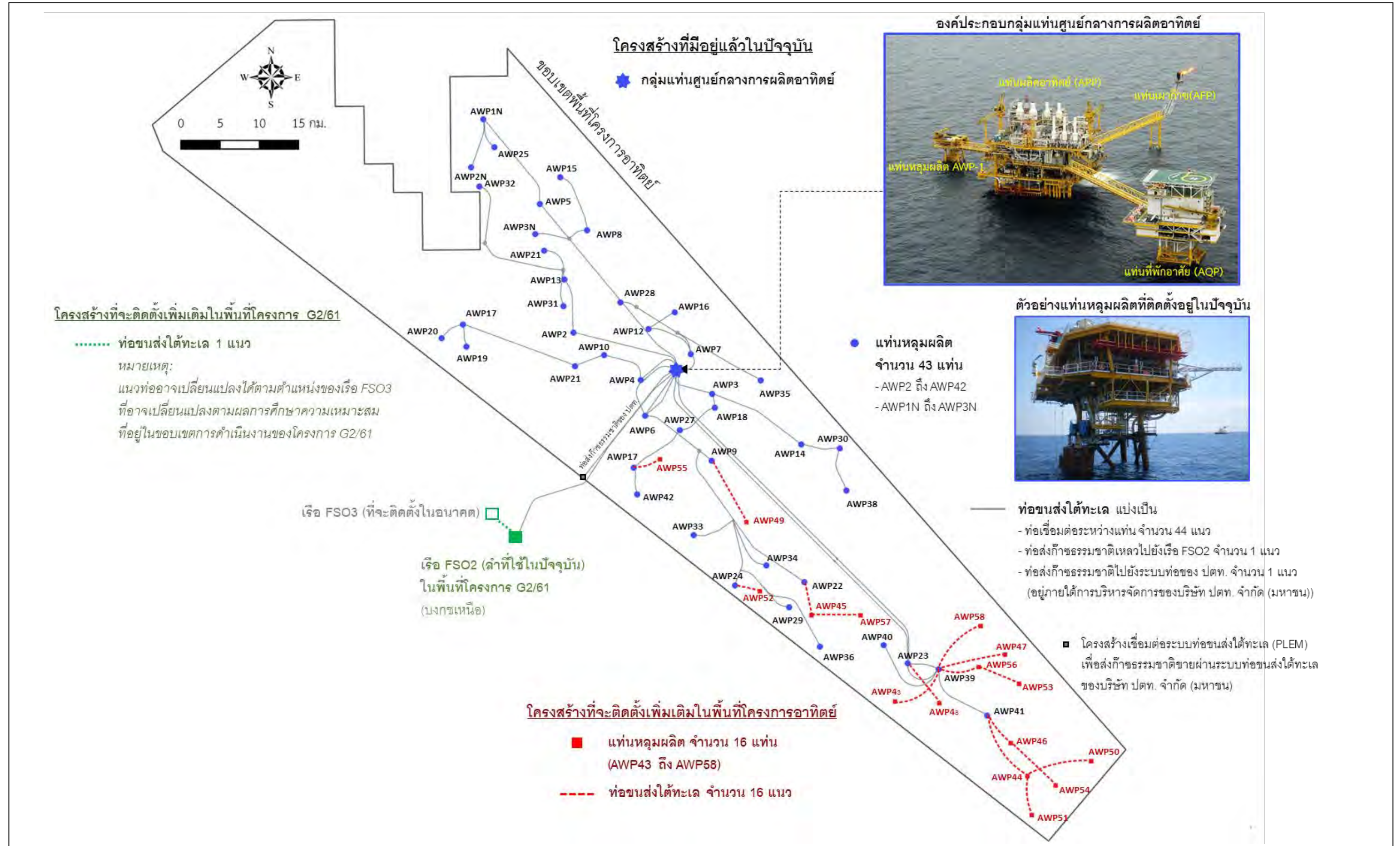
- โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน (หัวข้อที่ 2.5.1) โดยข้อมูลที่น่าเสนอในหัวข้อนี้เป็นข้อมูลที่ปรับปรุงสถานภาพจากเมื่อปี พ.ศ. 2558 ที่นำเสนอไว้ในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ให้เป็นปัจจุบันมากขึ้น โดยไม่มีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดการดำเนินงาน
- โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะติดตั้งเพิ่มเติมของโครงการฯ (หัวข้อที่ 2.5.2) ซึ่งข้อมูลที่น่าเสนอในหัวข้อนี้ มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ระบุไว้ในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ได้แก่
 - มีจำนวนแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มขึ้น 1 แท่น (จากเดิม 15 แท่น รวมเป็นจำนวน 16 แท่น) โดยแต่ละแท่นจะมีจำนวนช่องหลุมเจาะเพิ่มขึ้นจากเดิมจำนวน 16 ช่อง เป็น 24 ช่อง
 - มีแนวท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มขึ้น 2 แนวท่อ จากเดิม 15 แนวท่อ รวมเป็น 17 แนวท่อ ซึ่งรวมถึงแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ใช้สำหรับส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ผลิตได้จากแท่น APP ไปยังเรือ FSO ลำใหม่ (กรณีมีการติดตั้งเรือ FSO ลำใหม่ เพื่อใช้แทนเรือ FSO2 ที่ใช้อยู่ในปัจจุบันในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61)

2.5.1 โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน

ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เริ่มมีการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมตามแผนของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2548 จนถึงปี พ.ศ. 2565 โดยมีองค์ประกอบที่ดำเนินการติดตั้งและใช้สำหรับการดำเนินการผลิตปิโตรเลียมแล้ว แบ่งเป็น 3 ส่วน ดังนี้

- กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.5.1.1
- แท่นหลุมผลิต ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.5.1.2
- ท่อขนส่งใต้ทะเล ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.5.1.3

รูปที่ 2.5-1: ภาพรวมของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์



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

2.5.1.1 กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์

กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ คือกลุ่มโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่เป็นศูนย์กลางในการรวบรวมปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตมาเข้าสู่กระบวนการผลิต (รูปที่ 2.5-2) ประกอบด้วย

แท่นผลิตอาทิตย์ (Arthit Processing Platform หรือ APP) เป็นที่ตั้งของอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ กระบวนการแยกสถานะ กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ กระบวนการปรับเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) และระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (รายละเอียดของอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตแสดงในหัวข้อที่ 2.6.3) ทั้งนี้ ไม่มีพื้นที่ส่วนใดบนแท่นผลิตอาทิตย์ที่ต้องมีบุคลากรประจำอยู่ตลอดเวลา

แท่นที่พักอาศัย (Living Quarters Platform หรือ AQP) เป็นแท่นมีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาวประมาณ 100 เมตร เป็นที่ตั้งของพื้นที่ปฏิบัติงานและพื้นที่พักอาศัยของพนักงาน ประกอบด้วย สำนักงาน ห้องควบคุมกลางของระบบการผลิต ห้องปฏิบัติงานซ่อมบำรุงต่างๆ และพื้นที่อยู่อาศัย (ได้แก่ ห้องนอน ห้องรับประทานอาหาร ห้องครัว ห้องพักผ่อน และพื้นที่สันทนาการต่างๆ) รวมถึงพื้นที่ลานจอดของเฮลิคอปเตอร์ สามารถรองรับพนักงานได้สูงสุด 225 คน

แท่นเผาก๊าซ (Arthit Flare Platform หรือ AFP) เป็นแท่นมีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาวประมาณ 120 เมตร เป็นที่ตั้งของระบบเผาก๊าซ

แท่นหลุมผลิต AWP1 เป็นแท่นหลุมผลิตที่มีสะพานเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาวประมาณ 120 เมตร ปัจจุบันมีหลุมที่เจาะแล้วจำนวน 20 หลุม แบ่งเป็น หลุมผลิต 17 หลุม และหลุมอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตจำนวน 3 หลุม และเป็นที่ตั้งของอุปกรณ์ในระบบอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิต

รูปที่ 2.5-2: กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์



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

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

บทที่ 2

โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ธันวาคม 2566

2.5.1.2 แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน

แท่นหลุมผลิตที่ดำเนินการติดตั้งและใช้งานแล้วในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยตั้งแต่เริ่มดำเนินการติดตั้งในปี พ.ศ. 2548 จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2565 มีจำนวนแท่นหลุมผลิตรวมทั้งสิ้น 43 แท่น แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ

- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามแผนงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 จำนวน 40 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต AWP2 ถึง AWP25 และ AWP27 ถึง AWP42
(ไม่นับรวมแท่นหลุมผลิต AWP1 เนื่องจากเป็นองค์ประกอบของกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต)
- แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งตามแผนของโครงการอาทิตย์เหนือ จำนวน 3 แท่น คือ แท่นหลุมผลิต AWP1N ถึง AWP3N ซึ่งปัจจุบันส่งปิโตรเลียมมาเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์

แท่นหลุมผลิตทั้งหมดเป็นแท่นหลุมผลิตชนิดโครงสร้าง 4 ขา และไม่มีพนักงานปฏิบัติงานแบบอยู่ประจำ โดยทั้งหมดอยู่ภายใต้การบริหารจัดการของโครงการอาทิตย์ และมีท่อขนส่งใต้ทะเลสำหรับใช้รวบรวมปิโตรเลียมจากหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ทั้งหมด โดยแท่นที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน มีจำนวนช่องนำหลุมเจาะ (Well Slot) ต่างกัน 3 แบบ คือ 15 ช่อง 16 ช่อง และ 20 ช่อง ทั้งนี้ ที่ช่องนำหลุมเจาะจำนวน 1 ช่อง มีการเจาะได้มากกว่า 1 หลุม โดยการปิดหลุมเดิมก่อน แล้วเจาะใหม่โดยเปลี่ยนแนวหลุมไปยังเป้าหมายของแหล่งกักเก็บที่แตกต่างกัน โดยแต่ละแท่นที่มีการเจาะใหม่ในช่องนำหลุมเจาะเดิมมีวัตถุประสงค์หรือสาเหตุที่ต่างกัน เช่น กรณีพบอุปสรรคในระหว่างการเจาะจนทำให้ไม่สามารถเจาะไปจนถึงเป้าหมายได้ตามแผน จึงจำเป็นต้องเปลี่ยนแนวหลุมในการเจาะเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ของเจาะในครั้งนั้น และกรณีมีหลุมที่เจาะแล้วไม่พบแหล่งกักเก็บที่มีศักยภาพในการผลิตตามข้อมูลที่คาดการณ์ไว้ จึงจำเป็นต้องเปลี่ยนแนวหลุมเพื่อเจาะไปยังเป้าหมายใหม่ที่เป็นตำแหน่งของแหล่งกักเก็บที่มีศักยภาพมากกว่า

ทั้งนี้ สามารถสรุปข้อมูลของแท่นหลุมผลิตแต่ละแท่นได้ดังแสดงในตารางที่ 2.5-1

ตารางที่ 2.5-1: สรุปข้อมูลของแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน

ลำดับที่	ชื่อแท่นหลุมผลิต	ปี พ.ศ. ที่ติดตั้ง	จำนวนช่องนำหลุมเจาะ (Well slot)	ช่วงเวลาที่มีกิจกรรมการเจาะ	สถานภาพในปัจจุบัน (ก.ค. 2566)
1	AWP1N	2551	16	พ.ค.-ส.ค. 2551, พ.ค.-มิ.ย. 2564	ผลิตปิโตรเลียม
2	AWP2N	2551	16	ต.ค.-ธ.ค. 2551, เม.ย.-พ.ค. 2554	ผลิตปิโตรเลียม
3	AWP3N	2552	16	เม.ย.-มิ.ย. 2553, ก.ค.-ส.ค. 2564	ผลิตปิโตรเลียม
4	AWP2	2548	16	มี.ค.-พ.ค. 2549, พ.ค.-มิ.ย. 2554, ก.ย. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
5	AWP3	2549	16	มิ.ย.-ต.ค. 2549, ก.พ.-มี.ค. 2554, ก.ค.-ส.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
6	AWP4	2549	16	ธ.ค. 2549- มี.ค. 2550, ม.ค.-ก.พ. 2560	ผลิตปิโตรเลียม
7	AWP5	2549	16	ก.ย.-ต.ค. 2550, มิ.ย.-ก.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
8	AWP6	2549	16	พ.ค.-ก.ค. 2550, ส.ค. 2552, ธ.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
9	AWP7	2551	16	ก.ค.-ต.ค. 2550, ม.ค.-ก.พ. 2553, ม.ค.-ก.พ. 2554, เม.ย. 2555, เม.ย.-พ.ค. 2564	ผลิตปิโตรเลียม
10	AWP8	2551	16	ต.ค. 2552 - ม.ค. 2553	ผลิตปิโตรเลียม
11	AWP9	2551	16	ก.พ.-พ.ค. 2552, เม.ย.-มิ.ย. 2556, ส.ค.-ก.ย. 2564	ผลิตปิโตรเลียม
12	AWP10	2552	16	มิ.ย.-ส.ค. 2552, มี.ค.-พ.ค. 2553, พ.ย.-ธ.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
13	AWP11	2553	16	ม.ค.-มี.ค. 2554	ผลิตปิโตรเลียม
14	AWP12	2553	16	มิ.ย.-ก.ค. 2553	ผลิตปิโตรเลียม
15	AWP13	2553	16	ต.ค. 2553-ม.ค. 2554	ผลิตปิโตรเลียม
16	AWP14	2553	16	ก.ค.-ก.ย. 2553	ผลิตปิโตรเลียม
17	AWP15	2554	16	พ.ค. - ก.ค. 2555	ผลิตปิโตรเลียม
18	AWP16	2554	16	ส.ค. -ม.ค. 2555	ผลิตปิโตรเลียม
19	AWP17	2554	16	ส.ค. 2554- ก.พ. 2555	ผลิตปิโตรเลียม
20	AWP18	2555	16	ส.ค.-ธ.ค. 2555	ผลิตปิโตรเลียม
21	AWP19	2555	16	ม.ค.-เม.ย. 2556	ผลิตปิโตรเลียม
22	AWP20	2555	16	มี.ค.-ส.ค. 2557	ผลิตปิโตรเลียม
23	AWP21	2555	16	ม.ค.-เม.ย. 2556	ผลิตปิโตรเลียม
24	AWP22	2556	16	ส.ค.-ธ.ค. 2556	ผลิตปิโตรเลียม
25	AWP23	2557	16	ส.ค. 2557-มี.ค. 2558	ผลิตปิโตรเลียม
26	AWP24	2556	16	ก.ย.-ธ.ค. 2556	ผลิตปิโตรเลียม
27	AWP25	2556	16	ม.ค.-ก.ย. 2557	ผลิตปิโตรเลียม
28	AWP27	2557	16	ก.ย. 2557-ม.ค. 2558	ผลิตปิโตรเลียม
29	AWP28	2557	16	ก.พ.-พ.ค. 2558	ผลิตปิโตรเลียม
30	AWP29	2557	16	เม.ย.-ส.ค. 2558	ผลิตปิโตรเลียม
31	AWP30	2558	16	พ.ย. 2558-ก.พ. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
32	AWP31	2558	16	มี.ค. 2559-ก.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
33	AWP32	2558	16	มี.ค. 2559-มิ.ย. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
34	AWP33	2558	16	ก.ค. 2559-ต.ค. 2559	ผลิตปิโตรเลียม
35	AWP34	2559	16	ก.พ. 2560-ก.ย. 2560	ผลิตปิโตรเลียม
36	AWP35	2560	15	ต.ค. 2560-มี.ค. 2561	ผลิตปิโตรเลียม
37	AWP36	2560	15	พ.ค. 2561-ก.ค. 2561	ผลิตปิโตรเลียม
38	AWP37	2563	15	ก.ค. 2563-ต.ค. 2561	ผลิตปิโตรเลียม
39	AWP38	2563	15	ต.ค. 2563-มี.ค. 2564	ผลิตปิโตรเลียม
40	AWP39	2564	20	ม.ค. 2565-มิ.ย. 2565	ผลิตปิโตรเลียม
41	AWP40 (AWR-26)	2564	16	ยังไม่ได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิต	รอเจาะหลุมผลิต
42	AWP41	2564	15	ก.ค. 2565- ปัจจุบัน	กำลังเจาะหลุมผลิต
43	AWP42	2564	15	ยังไม่ได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิต	รอเจาะหลุมผลิต

หมายเหตุ: จำนวนหลุมผลิตสูงสุดที่มีได้ในแต่ละช่วงเวลาของแท่นหลุมผลิตแต่ละแท่น จะมีค่าไม่เกินจำนวนช่องนำหลุมเจาะของแท่นนั้นๆ
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

2.5.1.3 ท่อขนส่งใต้ทะเล

ท่อขนส่งใต้ทะเลในพื้นที่โครงการอาทิตย์แบ่งได้เป็น 3 ส่วน ดังนี้

- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่ทำหน้าที่เชื่อมต่อระหว่างแท่นภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เพื่อขนส่งปิโตรเลียมที่ได้จากหลุมผลิตไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ ซึ่งมีจำนวน 44 แนวท่อ และมีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก 16 นิ้ว 12.75 นิ้ว และ 26 นิ้ว มีความยาวในช่วง 1.7-55.3 กิโลเมตร รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.5-2
- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่เชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิตอาทิตย์และเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 (พื้นที่แหล่งบงกชเหนือ) เพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ที่ผลิตได้ไปกักเก็บที่เรือ FSO2 เพื่อรอการจำหน่ายต่อไป เป็นท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก 8 นิ้ว ความยาว 31.33 กิโลเมตร
- ท่อขนส่งใต้ทะเลที่เชื่อมต่อระหว่างแท่นผลิตอาทิตย์ และโครงสร้างเชื่อมต่อบนท่อขนส่งใต้ทะเล (PLEM) เพื่อส่งก๊าซธรรมชาติขายผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเลของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก 42 นิ้ว ความยาว 18 กิโลเมตร ซึ่งท่อนี้อยู่ภายใต้การบริหารจัดการของ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ทั้งหมด

ตารางที่ 2.5-2: สรุปข้อมูลท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน

ลำดับที่	ชื่อท่อ	การเชื่อมต่อ		ปิโตรเลียมที่ขนส่ง	ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายนอก (นิ้ว)	ความยาว (กม.)
		จาก	ไป			
1	GL-2	AWP2	APP	ปิโตรเลียม	16	14.690
2	GL-3	AWP3	APP	ปิโตรเลียม	16	6.477
3	GL-4	AWP4	APP	ปิโตรเลียม	16	6.230
4	GL-5	AWP5	APP	ปิโตรเลียม	16	27.717
5	GL-6	AWP6	APP	ปิโตรเลียม	16	7.187
6	GL-7	AWP7	APP	ปิโตรเลียม	16	3.729
7	GL-8	AWP8	GL5 PLEM	ปิโตรเลียม	16	2.573
8	GL-9	AWP9	AWP6	ปิโตรเลียม	16	10.340
9	GL-10	AWP10	AWP4	ปิโตรเลียม	16	6.360
10	GL-3N	AWP3N	GL5 PLEM	ปิโตรเลียม	12.75	4.318
11	GL-11	AWP11	AWP10	ปิโตรเลียม	16	3.938
12	GL-12	AWP12	AWP7	ปิโตรเลียม	16	6.774
13	GL-13	AWP13	AWP2	ปิโตรเลียม	16	6.931
14	GL-14	AWP14	AWP3	ปิโตรเลียม	12.75	13.074
15	GL-15	AWP15	AWP8	ปิโตรเลียม	16	7.853
16	GL-16	AWP16	AWP12	ปิโตรเลียม	12.75	3.926
17	GL-17	AWP17	AWP11	ปิโตรเลียม	16	15.202
18	GL-18	AWP18	AWP3	ปิโตรเลียม	16	1.706
19	GL-19	AWP19	AWP17	ปิโตรเลียม	12.75	2.793
20	GL-20	AWP20	AWP17	ปิโตรเลียม	12.75	3.250
21	GL-21	AWP21	AWP13	ปิโตรเลียม	16	5.093

ตารางที่ 2.5-2: สรุปข้อมูลท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งและใช้งานแล้วในปัจจุบัน (ต่อ)

ลำดับ ที่	ชื่อท่อ	การเชื่อมต่อ		ปิโตรเลียมที่ขนส่ง	ขนาดเส้นผ่าน ศูนย์กลางภายนอก (นิ้ว)	ความยาว (กม.)
		จาก	ไป			
22	GL-22	AWP22	GL9 WYE	ปิโตรเลียม	16	22.369
23	GL-23	AWP23	APP	ปิโตรเลียม	12.75	49.314
24	GL-24	AWP24	GL22 PLEM	ปิโตรเลียม	16	8.489
25	GL-25	AWP25	AWP1N	ปิโตรเลียม	12.75	4.066
26	GL-27	AWP27	AWP18	ปิโตรเลียม	16	5.390
27	GL-28	AWP28	AWP7	ปิโตรเลียม	16	11.698
28	GL-29	AWP29	GL24 WYE	ปิโตรเลียม	16	7.963
29	GL-30	AWP30	AWP14	ปิโตรเลียม	16	4.939
30	GL-31	AWP31	GL21 PLEM	ปิโตรเลียม	16	4.608
31	GL-32	AWP32	GL26 WYE	ปิโตรเลียม	16	7.914
32	GL-33	AWP33	GL22 PLEM	ปิโตรเลียม	16	5.524
33	GL-34	AWP34	GL22 PLEM	ปิโตรเลียม	12.75	7.480
34	GL-35	AWP35	GL28 PLEM	ปิโตรเลียม	12.75	12.235
35	GL-36	AWP36	GL29 WYE	ปิโตรเลียม	12.75	11.047
36	GL-37	AWP37	AWP27	ปิโตรเลียม	12.75	7.593
37	GL-38	AWP38	AWP30	ปิโตรเลียม	12.75	5.695
38	GL-39	AWP39	APP	ปิโตรเลียม	26	55.324
39	GL-39B	AWP39	AWP23	ปิโตรเลียม	12.75	3.955
40	GL-26R	AWP40	AWP39	ปิโตรเลียม	16	10.780
41	GL-41	AWP41	AWP39	ปิโตรเลียม	16	9.216
42	GL-42	AWP42	GL37 WYE	ปิโตรเลียม	12.75	3.408
43	GL-1N	AWP1N	AWP5	ปิโตรเลียม	16	13.350
44	GL-2N	AWP2N	AWP1N	ปิโตรเลียม	12.75	6.370
45	Condensate Line	APP	FSO2	คอนเดนเสท	8	31.330
46	Export Gas Line ⁽¹⁾	APP	PTT PLEM	ก๊าซธรรมชาติ	42	18.000

หมายเหตุ: (1) เป็นทรัพย์สินและอยู่ภายใต้ระบบบริหารจัดการของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

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

สำหรับตำแหน่งพิกัดของแท่นที่กลุ่มศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งาน
อยู่ในปัจจุบันแสดงในตารางที่ 2.5-3

ตารางที่ 2.5-3: ตำแหน่งพิกัดของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ติดตั้งและใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน
ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์

โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ของโครงการอาทิตย์	Datum: Indian 1975 Zone 47N			
	พิกัดภูมิศาสตร์		พิกัดกริดแบบ UTM	
	ละติจูด (องศาเหนือ)	ลองจิจูด (องศาตะวันออก)	ตะวันออก	เหนือ
กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์				
แท่นผลิตอาทิตย์ (APP)	8° 15' 34.953"	102° 31' 37.405"	888613.18	914657.51
แท่นที่พิกัดอาทิตย์ (AQP)	8° 15' 31.227"	102° 31' 41.207"	888730.72	914543.91
แท่นเผาก๊าซอาทิตย์ (AFP)	8° 15' 39.161"	102° 31' 38.867"	888656.85	914787.36
แท่นหลุมผลิต AWP1	8° 15' 36.458"	102° 31' 34.508"	888524.00	914703.00
แท่นหลุมผลิตจำนวน 43 แท่น				
AWP1N	8° 33' 01.504"	102° 18' 17.271"	863825.70	946635.22
AWP2N	8° 29' 42.367"	102° 17' 24.877"	862273.95	940496.83
AWP3N	8° 25' 02.874"	102° 21' 50.003"	870465.97	931969.90
AWP2	8° 18' 12.066"	102° 24' 25.577"	875340.00	919375.00
AWP3	8° 13' 52.483"	102° 34' 01.373"	893053.07	911544.39
AWP4	8° 14' 52.916"	102° 29' 04.170"	883928.98	913323.04
AWP5	8° 27' 07.466"	102° 22' 10.188"	871051.05	935807.43
AWP6	8° 12' 24.101"	102° 29' 21.513"	884500.36	908749.90
AWP7	8° 16' 38.606"	102° 32' 33.635"	890318.82	916630.96
AWP8	8° 25' 16.516"	102° 25' 26.032"	877078.51	932446.97
AWP9	8° 09' 14.876"	102° 33' 57.186"	893000.60	903002.90
AWP10	8° 16' 37.493"	102° 26' 32.447"	879252.08	916499.50
AWP11	8° 15' 52.558"	102° 24' 30.836"	875537.94	915085.21
AWP12	8° 18' 24.294"	102° 29' 38.689"	884929.60	919834.69
AWP13	8° 21' 53.283"	102° 23' 49.624"	874180.02	926169.93
AWP14	8° 10' 19.551"	102° 40' 10.458"	904424.81	905095.40
AWP15	8° 28' 57.969"	102° 23' 36.035"	873650.30	939229.24
AWP16	8° 19' 32.754"	102° 31' 28.500"	888275.31	921970.52
AWP17	8° 18' 49.756"	102° 16' 45.135"	861225.24	920415.18
AWP18	8° 12' 55.283"	102° 34' 12.009"	893394.74	909787.56
AWP19	8° 17' 17.558"	102° 16' 58.774"	861666.51	917583.05
AWP20	8° 17' 53.564"	102° 15' 15.799"	858502.99	918664.42
AWP21	8° 23' 53.640"	102° 22' 26.509"	871602.36	929850.01
AWP22	8° 00' 47.891"	102° 40' 18.166"	904820.00	887509.00
AWP23	7° 55' 06.726"	102° 47' 25.430"	918020.00	877130.00
AWP24	8° 00' 36.493"	102° 35' 29.467"	895970.00	887080.00
AWP25	8° 31' 05.165"	102° 19' 02.791"	865250.00	943069.00
AWP27	8° 11' 23.202"	102° 31' 45.393"	888926.30	906915.05
AWP28	8° 20' 15.970"	102° 27' 42.413"	881337.08	923238.68
AWP29	7° 59' 04.154"	102° 39' 13.919"	902878.13	884299.76
AWP30	8° 10' 01.842"	102° 42' 51.071"	909353.47	904595.69

ตารางที่ 2.5-3: ตำแหน่งพิกัดของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ติดตั้งและใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน
ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (ต่อ)

โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ของโครงการอาทิตย์	Datum: Indian 1975 Zone 47N			
	พิกัดภูมิศาสตร์		พิกัดกริดแบบ UTM	
	ละติจูด (องศาเหนือ)	ลองจิจูด (องศาตะวันออก)	ตะวันออก	เหนือ
AWP31	8° 20' 02.556"	102° 23' 45.039"	874068.93	922762.91
AWP32	8° 28' 22.557"	102° 17' 58.617"	863327.86	938051.6
AWP33	8° 04' 07.126"	102° 32' 39.028"	890687.65	893514.37
AWP34	8° 01' 58.762"	102° 37' 40.931"	899978.99	889640.82
AWP35	8° 14' 46.822"	102° 37' 24.217"	899254.58	913272.10
AWP36	7° 56' 19.128"	102° 41' 20.827"	906815.61	879256.94
AWP37	8° 08' 48.965"	102° 28' 31.814"	883034.50	902118.81
AWP38	8° 07' 06.255"	102° 43' 17.015"	910198.59	899200.34
AWP39	7° 54' 40.761"	102° 49' 34.119"	921975.34	876367.21
AWP40 (AWR-26)	7° 56' 23.021"	102° 45' 46.231"	914955.55	879449.95
AWP41	7° 51' 26.478"	102° 52' 54.608"	928182.08	870445.27
AWP42	8° 06' 58.299"	102° 28' 45.270"	883476.20	898718.14

หมายเหตุ: แท่นหลุมผลิต AWP26 อยู่ในพื้นที่โครงการ G8/50 ซึ่งหยุดดำเนินการผลิตแล้วในปัจจุบัน

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

2.5.2 โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่จะติดตั้งเพิ่มเติม

ตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปของโครงการอาทิตย์ที่ปรับปรุงขึ้นใหม่ให้สอดคล้องกับข้อมูลธรณีวิทยา และแผนการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน จะมีการติดตั้งโครงสร้างเพิ่มเติม ได้แก่

- แท่นหลุมผลิตใหม่จำนวน 16 แท่น
- ท่อขนส่งใต้ทะเลใหม่เพื่อต่อเชื่อมกับระบบท่อขนส่งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันรวม 16 แนว และท่อขนส่งใต้ทะเลในพื้นที่โครงการ G2/61 จำนวน 1 แนว

โครงสร้างข้างต้นมีรายละเอียดการออกแบบดังนี้

2.5.2.1 แท่นหลุมผลิต

แท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติม มีจำนวนสูงสุด 16 แท่น ดังแสดงตำแหน่งที่จะติดตั้งตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปในตารางที่ 2.5-4 เป็นแบบฐานโครงสร้าง 4 ขา ซึ่งเป็นแบบมาตรฐานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ดังแสดงตัวอย่างภาพแบบจำลองในรูปที่ 2.5-3 ทั้งนี้ การออกแบบแท่นหลุมผลิตใหม่โครงการฯ มีหลักเกณฑ์ ดังนี้

- สามารถรองรับการทำงานของแท่นเจาะทั้งชนิดหยั่งดัดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up rig) และชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือบรรทุก (Tender rig)
- สามารถใช้งานได้ไม่ต่ำกว่า 15 ปี และสามารถเคลื่อนย้ายออกจากพื้นที่ เมื่อยุติการดำเนินงานหรือนำไปใช้ในการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่อื่นได้
- ในระยะการผลิต การควบคุมอัตราการผลิตและอุปกรณ์ต่างๆ ที่สำคัญ จะควบคุมด้วยระบบควบคุมระยะไกลจากห้องควบคุมกลางบนแท่นผลิต โดยไม่จำเป็นต้องมีเจ้าหน้าที่ประจำอยู่บนแท่นหลุมผลิต
- แท่นหลุมผลิต 1 แท่น สามารถรองรับการเจาะหลุมผลิตได้สูงสุดจำนวน 24 หลุม โดยมีช่องนำหลุมเจาะ (Well slot) แท่นละ 24 ช่อง (เพิ่มขึ้นจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 คือ 16 ช่อง)
- แท่นหลุมผลิต 1 แท่น สามารถผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตทั้ง 24 หลุม (เพิ่มขึ้นจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 คือ 16 หลุม)
- มีโครงสร้างส่วนขาที่เหมาะสมกับพื้นที่ซึ่งมีระดับความลึกของน้ำทะเลในช่วง 55-80 เมตร
- การออกแบบ และการติดตั้ง จะต้องสอดคล้องกับข้อกำหนดของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และมาตรฐานสากลต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ดังนี้
 - American Petroleum Institute (API)
 - American Institute of Steel Construction (AISC)
 - American Society for the Testing Materials (ASTM)
 - Det Norske Veritas (DNV)
- โครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต (Jacket) หมายถึง โครงสร้างเหล็ก (Truss structure) ซึ่งจะวางอยู่บนพื้นทะเล โดยการตอกเสาเข็ม (Piles) ยึดไว้กับพื้นทะเล เพื่อให้มีความแข็งแรงมากพอที่จะรับน้ำหนักของโครงสร้างส่วนบน และอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งนี้ โครงสร้างส่วนขานี้จะครอบคลุมพื้นที่บนพื้นที่ท้องทะเลประมาณ 780 ตารางเมตร

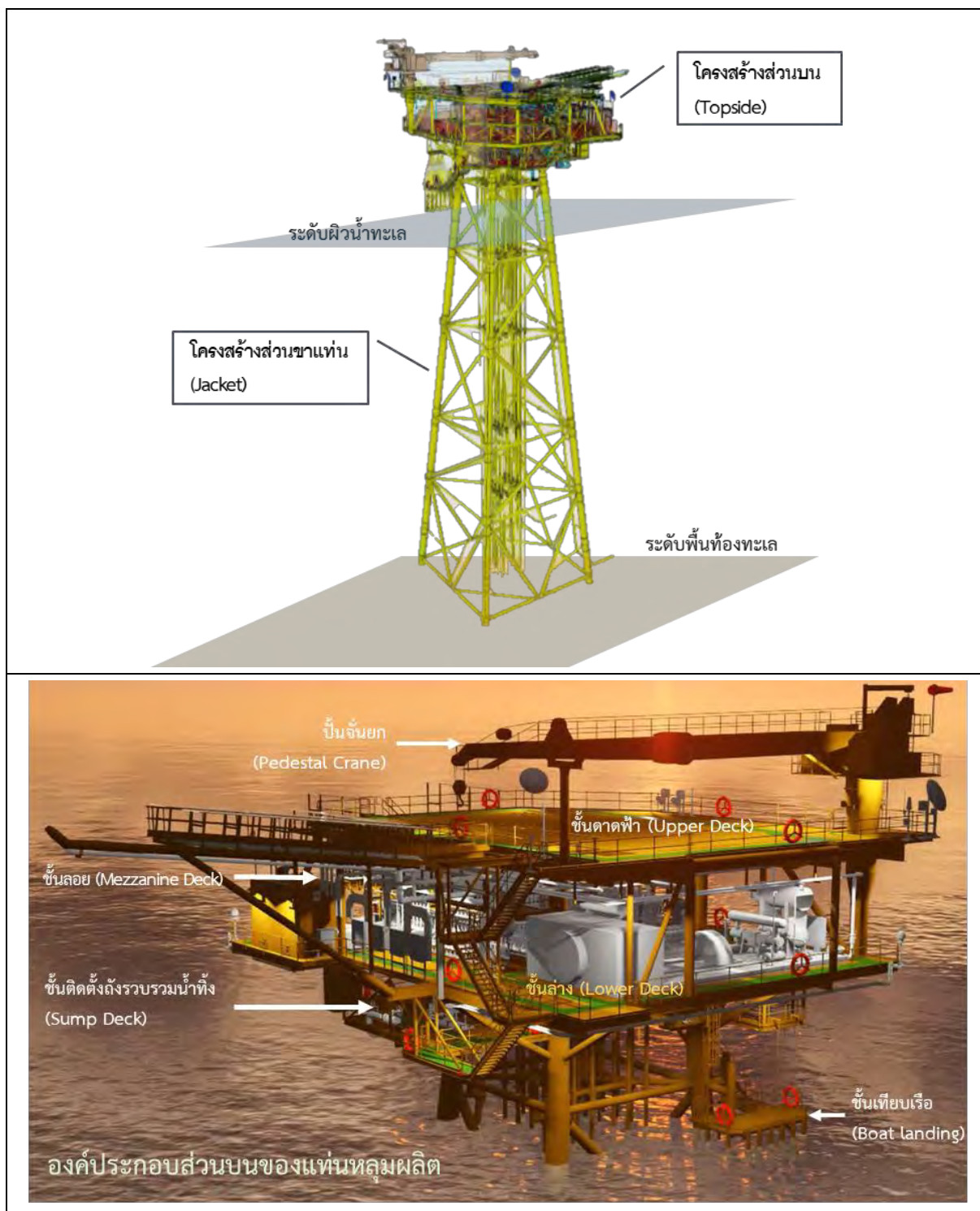
- โครงสร้างส่วนบน (Topside) หมายถึง โครงสร้างส่วนที่อยู่เหนือผิวน้ำทะเล ซึ่งโครงสร้างส่วนบนของแท่นหลุมผลิตแต่ละชั้น จะถูกแบ่งพื้นที่เพื่อใช้ประโยชน์แตกต่างกัน ดังนี้
 - ชั้นดาดฟ้า (Upper deck): เป็นพื้นที่ที่มีการติดตั้งปั้นจั่นยก และหอเผาไหม้
 - ชั้นลอย (Mezzanine deck): เป็นพื้นที่ติดตั้งวาล์วปรับการไหลของของไหลจากหลุมผลิต
 - ชั้นล่าง (Lower deck): เป็นพื้นที่หลักที่ใช้ในการจัดวางเครื่องจักร เครื่องยนต์ และอุปกรณ์ต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเจาะหลุมผลิต และการผลิตปิโตรเลียม
 - ชั้นติดตั้งถังรวบรวมน้ำทิ้ง (Sump deck): เป็นพื้นที่สำหรับติดตั้งถังรวบรวมน้ำปนเปื้อน
 - ชั้นเทียบเรือ (Boat landing): เป็นพื้นที่สำหรับผูกยึดเรือขนส่งพนักงานที่เข้ามาเทียบที่แท่นหลุมผลิต เพื่อขนส่งพนักงานและอุปกรณ์

ตารางที่ 2.5-4: ตำแหน่งพิกัดของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์

โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ของโครงการอาทิตย์	Datum: Indian 1975 Zone 47N			
	พิกัดภูมิศาสตร์		พิกัดกริดแบบ UTM	
	ละติจูด (องศาเหนือ)	ลองจิจูด (องศาตะวันออก)	ตะวันออก	เหนือ
แท่นหลุมผลิตจำนวน 16 แท่น				
AWP43	7° 52' 28.62"	102° 46' 31.83"	916420.0	872250.0
AWP44	7° 47' 14.26"	102° 55' 39.45"	933313.3	862730.2
AWP45	7° 58' 30.54"	102° 40' 46.77"	905735.0	883291.0
AWP46	7° 49' 31.55"	102° 54' 31.00"	931173.2	866935.9
AWP47	7° 55' 39.28"	102° 54' 11.09"	930456.1	878247.2
AWP48	7° 52' 19.87"	102° 49' 35.09"	922045.0	872032.0
AWP49	8° 04' 59.17"	102° 36' 19.24"	897425.0	895175.0
AWP50	7° 48' 13.37"	103° 00' 05.24"	941453.8	864626.4
AWP51	7° 44' 32.28"	102° 55' 55.92"	933865.0	857750.0
AWP52	8° 00' 11.69"	102° 37' 12.78"	899145.0	886345.0
AWP53	7° 53' 37.05"	102° 55' 08.42"	932250.6	874502.0
AWP54	7° 46' 33.59"	102° 57' 36.32"	936912.0	861512.0
AWP55	8° 09' 22.94"	102° 30' 21.65"	886392.1	903193.2
AWP56	7° 54' 48.08"	102° 52' 21.54"	927110.0	876640.0
AWP57	7° 58' 27.34"	102° 44' 11.23"	912007.0	883249.0
AWP58	7° 57' 38.88"	102° 52' 30.42"	927333.3	881899.0

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

รูปที่ 2.5-3: ภาพจำลองแสดงองค์ประกอบของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่



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

นอกจากนี้ บนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ จะติดตั้งอุปกรณ์และเครื่องมือต่างๆ เพื่อให้สามารถผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตแล้วรวบรวมปิโตรเลียมที่ได้ไปเข้าสู่ระบบท่อขนส่งใต้ทะเลต่อไป ดังแสดงในตารางที่ 2.5-5

ตารางที่ 2.5-5: รายการอุปกรณ์หลักที่ติดตั้งบนแท่นหลุมผลิต

อุปกรณ์	คุณสมบัติ / หน้าที่
ระบบท่อรวม ประกอบด้วย ท่อสำหรับการผลิต ท่อทดสอบ และท่อเพิ่มแรงดัน (Production, Test and Booster Compression Manifolds)	เป็นระบบท่อซึ่งแบ่งการไหลของปิโตรเลียมไปตามระบบที่เกี่ยวข้อง โดยระบบท่อสำหรับการผลิต จะรวบรวมปิโตรเลียมจากท่ออื่นเพื่อส่งต่อไปยังท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล ระบบท่อทดสอบใช้เป็นจุดเก็บตัวอย่างในการทดสอบแรงดันภายในเส้นท่อ ระบบท่อเพิ่มแรงดันจะเชื่อมต่อกับระบบเพิ่มแรงดันซึ่งทำหน้าที่รักษาระดับแรงดันของปิโตรเลียมให้เหมาะสมกับการขนส่งไปยังแท่นผลิตที่กำหนดไว้
อุปกรณ์ทดสอบการไหลของปิโตรเลียม (Test separator)	เป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบลักษณะทางกายภาพ ทางเคมี และสัดส่วนของก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำ ที่ได้จากหลุมผลิต
อุปกรณ์เติมสารเคมี (Chemical injection)	ใช้สำหรับเติมสารเคมีเพื่อป้องกันการกัดกร่อนของระบบท่อขนส่ง
อุปกรณ์ทำความสะอาดภายในท่อด้วยกระสวย (Pigging facilities)	อุปกรณ์ทำความสะอาดภายในท่อด้วยกระสวย จะมีติดตั้งไว้ในแท่นหลุมผลิตทุกแท่น ซึ่งจำนวนของกระสวยรับและส่ง จะขึ้นอยู่กับจำนวนของท่อที่ไหลเข้าและออกในแท่นนั้นๆ
เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Power generator)	สามารถจ่ายกำลังไฟฟ้าได้ในอัตราประมาณ 500 วัตต์ โดยผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ อย่างไรก็ตาม ในกรณีฉุกเฉิน โครงการฯ อาจใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบใช้น้ำมันดีเซล

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

สำหรับระบบอำนวยความสะดวกอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย และการจัดการสิ่งแวดล้อมบนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ ประกอบด้วย

- **ระบบน้ำใช้** บนแท่นหลุมผลิตจะติดตั้งถังบรรจุน้ำขนาด 10 ลูกบาศก์เมตร โดยเรือสนับสนุนจะขนส่งน้ำมาเติมผ่านทางท่อขนส่งของเรือสนับสนุน น้ำในส่วนนี้จัดเตรียมไว้เพื่อจ่ายให้อุปกรณ์เกี่ยวกับความปลอดภัย (เช่น อุปกรณ์ฝึกซ้อมขีปนาวุธกรณีฉุกเฉิน และน้ำสำหรับล้างตา) และใช้ในการทำความสะอาดทั่วไป
- **ระบบระบายน้ำ** ในพื้นที่ซึ่งมีการติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องจักร พื้นที่สำหรับจัดวางน้ำมันเชื้อเพลิง และสารเคมี จะได้รับการออกแบบให้มีการติดตั้งคันกัน เพื่อรวบรวมน้ำที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน หรือผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากพื้นที่ดังกล่าว ซึ่งอาจเกิดจากการหกรั่วไหล การล้างพื้นและล้างอุปกรณ์ต่างๆ โดยจะรวบรวมน้ำที่ปนเปื้อนนี้ไปยังถังกักเก็บ (Sump tank) เพื่อรอการสูบกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตเช่นเดียวกับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากหลุมผลิต โดยขนาดคันกันได้ถูกออกแบบมาเพื่อรองรับปริมาณการรั่วไหลสูงสุดที่อาจเกิดจากอุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ดังนั้นจึงมั่นใจได้ว่า น้ำที่ปนเปื้อนน้ำมันหรือผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม จะถูกกักเก็บไว้โดยไม่มี การระบายลงสู่ทะเล
- **อุปกรณ์ดับเพลิง** บนแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ จะติดตั้งถังดับเพลิงไว้อย่างน้อย 4 จุด ในแต่ละด้านของแท่นหลุมผลิต

2.5.2.2 ท่อขนส่งใต้ทะเล

ท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม มีจำนวนสูงสุด 17 แนว (เพิ่มขึ้นจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 คือ 15 แนว) เป็นแนวท่อเชื่อมต่อระหว่างแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่ม และระบบท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่เดิม ผ่านแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อลำเลียงปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ และครอบคลุมถึงท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพื่อเชื่อมต่อกับเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO3 ซึ่งจะติดตั้งในพื้นที่โครงการ G2/61 (พื้นที่แหล่งบงกชเหนือ) แท่นเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยตำแหน่งของการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ จะพิจารณาจากปัจจัยที่สำคัญตามลำดับ ดังนี้

- ความสามารถในการรองรับการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล เช่น จำนวนท่อยืน (Riser) ที่แท่นหลุมผลิตที่จะใช้เป็นจุดเชื่อมต่อของท่อขนส่งใต้ทะเล ทั้งนี้ แท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันจะมีองค์ประกอบ และขีดความสามารถในการรองรับการเชื่อมต่อของท่อขนส่งใต้ทะเลแตกต่างกัน ดังนั้นจึงต้องพิจารณากำหนดแนวท่อขนส่งใต้ทะเลไปเชื่อมต่อที่ยังมีขีดความสามารถของอุปกรณ์ในการรองรับท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะเพิ่มขึ้นจากแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมของโครงการฯ
- อัตราการไหลผ่านได้ของท่อขนส่งใต้ทะเลในภาพรวมทั้งระบบตั้งแต่แท่นหลุมผลิตใหม่ และจุดเชื่อมต่อที่แท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และแท่นหลุมผลิตอื่นที่เกี่ยวข้องจนถึงปลายทางของการขนส่งปิโตรเลียม คือ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต โดยต้องพิจารณาให้สามารถขนส่งปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่เกี่ยวข้องเข้าสู่ระบบการผลิตได้โดยมีอัตราการไหลที่เหมาะสม ซึ่งจะต้องพิจารณาจากทั้งขนาดของท่อ และความดันภายในระบบท่อ
- ช่วงเวลาที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิต และเริ่มผลิตปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตนั้น ซึ่งจะต้องสอดคล้องกับความสามารถรับอัตราการไหล (Capacity) และอัตราการไหลผ่านได้ของท่อขนส่งใต้ทะเลในภาพรวม
- ความดันลด (Pressure drop) ที่จะเกิดขึ้นในขณะที่มีการขนส่งปิโตรเลียม ซึ่งจะพิจารณาเลือกแนวท่อที่ทำให้เกิดความดันลดน้อยที่สุด
- เป็นแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีความยาวแนวท่อน้อยที่สุดที่เป็นไปได้ในทางปฏิบัติ ซึ่งจะส่งผลให้ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสภาพตะกอนพื้นทะเลน้อยที่สุด
- ความยากง่ายในการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการติดตั้ง

จากปัจจัยดังกล่าว สามารถระบุแนวท่อขนส่งใต้ทะเลตามแผนงานเบื้องต้นของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 2.5-6 อย่างไรก็ตาม ก่อนการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลในพื้นที่โครงการอาทิตย์จะต้องทำการศึกษาด้านวิศวกรรม (Engineering study) อย่างละเอียดอีกครั้ง และจะแจ้งตำแหน่งและความยาวของแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่แน่นอนต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับทราบก่อนการดำเนินการ

ท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่ม เป็นท่อเหล็กคุณภาพตามมาตรฐาน API 5L เช่นเดียวกับแนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ทั้งนี้ จะมีการติดตั้งวัสดุที่มีประจุขั้วไฟฟ้า ซึ่งมีคุณสมบัติในการจ่ายประจุเข้ากับท่อขนส่งใต้ทะเลเพื่อทำหน้าที่ป้องกันการกัดกร่อนท่อ มีค่าความดันสูงสุดที่สามารถรองรับได้เท่ากับ 1,117 psig ที่อุณหภูมิ 250 องศาฟาเรนไฮต์ ซึ่งในระหว่างการลำเลียงปิโตรเลียม คาดว่า จะมีความดันในเส้นท่อยู่อะหว่าง 390–700 psig และมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 77-220 องศาฟาเรนไฮต์

ตารางที่ 2.5-6: ตำแหน่งและความยาวของท่อขนส่งใต้ทะเลตามแผนงานเบื้องต้นของโครงการอาทิตย์

แนวที่	รายละเอียดท่อขนส่งใต้ทะเลระหว่าง		ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง (นิ้ว)	ความยาว (กิโลเมตร)
	แทนหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติม /แทนผลิต	จุดเชื่อมต่อกับ ระบบท่อใต้ทะเล		
1	AWP43	AWP39	16	4.2
2	AWP44	AWP41	16	9.2
3	AWP45	AWP22	16	4.4
4	AWP46	AWP41	16	1.2
5	AWP47	AWP39	16	9.4
6	AWP48	AWP23	12	6.5
7	AWP49	AWP09	16	9.0
8	AWP50	AWP44	12	10.2
9	AWP51	AWP44	12	3.3
10	AWP52	AWP24	12	3.3
11	AWP53	AWP56	12	5.6
12	AWP54	AWP46	12	8.3
13	AWP55	AWP37	16	3.6
14	AWP56	AWP39	16	2.7
15	AWP57	AWP45	12	6.3
16	AWP58	AWP39	16	3.6
17	FSO2 PLEM	เรือ FSO3	8	2.7 ⁽¹⁾

หมายเหตุ: (1) ท่อขนส่งใต้ทะเลส่วนที่จะติดตั้งเพิ่มเติมในกรณีนี้ที่โครงการ G2/61 นำเรือ FSO3 มาติดตั้งและใช้งานแทนเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ลำเดิมที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยจะวางท่อเชื่อมต่อกับแนวท่อเดิมที่เชื่อมระหว่างแทนผลิตอาทิตย์ (APP) และเรือ FSO2 ซึ่งมีอยู่แล้วในปัจจุบัน (ความยาวประมาณ 31.33 กิโลเมตร) จะไม่ได้ก่อสร้างใหม่ทั้งแนวท่อ

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

2.5.3 แทนเจาะ

แทนเจาะเป็นองค์ประกอบหรือเครื่องมือหลักที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม ซึ่งจะต้องคัดเลือกแทนเจาะที่มีคุณสมบัติที่เหมาะสมทั้งด้านเทคนิค ความปลอดภัย สิ่งแวดล้อม และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ แล้วดำเนินการจัดจ้างหรือทำสัญญากับบริษัทเจ้าของแทนเจาะ เพื่อนำแทนเจาะเข้ามาปฏิบัติงานในพื้นที่ของโครงการอาทิตย์ ตามแผนการดำเนินงานในแต่ละช่วง

ทั้งนี้ การควบคุมการเจาะและการบริหารจัดการทั้งด้านอุปกรณ์และบุคลากรบนแทนเจาะในระหว่าง การดำเนินงานของโครงการฯ จะอยู่ภายใต้ระบบการบริหารจัดการของบริษัทเจ้าของแทนเจาะที่ได้ทำสัญญากับ ปตท.สผ. ตั้งแต่ขั้นตอนการคัดเลือกแทนเจาะ และขั้นตอนการตรวจสอบก่อนการลงนามในสัญญาจ้าง ตลอดจนใน ระหว่างการปฏิบัติงานของแทนเจาะ ซึ่งจะได้รับการตรวจสอบประเมินประสิทธิภาพและผลการดำเนินงานตามความถี่ที่ ระบุไว้เป็นข้อตกลงร่วมกันตลอดอายุของสัญญาจ้าง ปตท.สผ. จะต้องตรวจสอบคุณสมบัติของแทนเจาะให้มีความเหมาะสมกับลักษณะการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ และความสอดคล้องกับข้อกำหนดและกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และได้รับการรับรองจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องสำหรับอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิต ปิโตรเลียมในทะเล

นอกจากนี้ ที่สำคัญคือบริษัทเจ้าของแท่นเจาะต้องมีระบบบริหารด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม ที่สอดคล้องกับนโยบายและระบบการบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม และระบบการตรวจสอบบริษัทผู้รับเหมาของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. (หัวข้อที่ 2.10) เพื่อจัดทำ Bridging documents ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาว่าจ้าง ตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของการจัดจ้างผู้รับเหมา โดยประกอบด้วยองค์ประกอบหลัก 7 ส่วน ดังแสดงในตารางที่ 2.5-7

ในช่วงที่แท่นเจาะเข้ามาปฏิบัติงานในพื้นที่ของโครงการฯ จะมีตัวแทนของ ปตท.สผ. (Company representative) ประจำการอยู่บนแท่นเจาะ ได้แก่ หัวหน้างานด้านการเจาะ (PTTEP drilling supervisor) และ หัวหน้างานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (PTTEP drilling SSHE supervisor) เพื่อปฏิบัติงานร่วมกับผู้จัดการประจำแท่นเจาะ (Rig Manager) เพื่อควบคุมการดำเนินงานให้เป็นไปตามแผนที่กำหนดไว้ ทั้งแผนการเจาะหลุมปิโตรเลียมทางด้านเทคนิค รวมถึงแผนด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 2.5-7: ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

องค์ประกอบหลัก	ข้อกำหนด
1. ภาวะผู้นำและความมุ่งมั่น	บริษัทผู้รับเหมาต้องแสดงถึงความมุ่งมั่นในการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ตั้งแต่ในระดับผู้บริหารสูงสุด ลงมาจนถึงพนักงานระดับปฏิบัติการ รวมถึงการสนับสนุนอย่างเป็นรูปธรรมและการมีส่วนร่วมอย่างชัดเจนของผู้บริหาร
2. นโยบายและวัตถุประสงค์	บริษัทผู้รับเหมาต้องแสดงให้เห็นแนวทางและหลักปฏิบัติของผู้บริหารระดับสูง รวมทั้งเป้าหมายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ของบริษัทผู้รับเหมา หรือร่วมกับกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เพื่อวางแผนทางสำหรับการดำเนินโครงการฯ โดยเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎหมาย และนโยบายของแต่ละฝ่าย
3. ทรัพยากรของบริษัทและงานเอกสาร	บริษัทผู้รับเหมาต้องร่วมกับกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เพื่อจัดทำผังองค์กร ทรัพยากร การประสานงาน ความสามารถในการทำงาน การอบรมและการฝึกซ้อม และเอกสารข้อมูลอ้างอิงต่างๆ ที่จำเป็นทั้งในการดำเนินงาน และการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม รวมทั้งการกำหนดบทบาทหน้าที่ที่ชัดเจนของแต่ละฝ่าย
4. การประเมินและการบริหารจัดการความเสี่ยง	บริษัทผู้รับเหมาต้องร่วมกับกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เพื่อระบุ ประเมิน และหาแนวทางควบคุมความเสี่ยงสำหรับกิจกรรมต่างๆ ที่สอดคล้องกับกิจกรรมของโครงการฯ โดยใช้แผนการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินของ กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เป็นหลัก
5. การวางแผนและควบคุมการดำเนินงาน	บริษัทผู้รับเหมาต้องเสนอแผนการดำเนินงานเพื่อควบคุมความเสี่ยงต่างๆ ต่อกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ตั้งแต่ขั้นตอนการคัดเลือกผู้รับเหมา ซึ่งรวมถึงการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม และความถี่ในการดำเนินการ
6. การลงมือปฏิบัติและการวัดผล	บริษัทผู้รับเหมาต้องวางแผนการดำเนินงานอย่างเข้มงวด จริงจัง เพื่อลดความเสี่ยงตามแผนงาน และการตรวจสอบความก้าวหน้าของผลการดำเนินงาน ตามเป้าหมายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้
7. การตรวจสอบและทบทวนผลการดำเนินงาน	บริษัทผู้รับเหมาต้องวางแผนการประเมินผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม และดำเนินการตรวจสอบประเมินและแก้ไขส่วนที่ไม่เป็นไปตามแผน โดยกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จะตรวจสอบประเมินตามแผนการจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ตามที่ตกลงไว้ด้วย

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

เพื่อควบคุมผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการเจาะหลุมปิโตรเลียม โครงการฯ จึงได้กำหนดเกณฑ์ในการพิจารณาคุณสมบัติของแท่นเจาะที่จะนำมาใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ดังต่อไปนี้

2.5.3.1 เกณฑ์การคัดเลือกแท่นเจาะสำหรับกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์

แท่นเจาะที่โครงการฯ จะคัดเลือกและทำสัญญาจ้างเพื่อเข้ามาปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการอาทิตย์จะต้องมีคุณสมบัติทั้งทางด้านเทคนิค ด้านสิ่งแวดล้อม และความปลอดภัย เทียบเท่าหรือดีกว่าแท่นเจาะที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน สรุปได้ดังนี้

คุณสมบัติด้านเทคนิค

- เป็นแท่นเจาะชนิดหยั่งตักพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up rig) หรือ แท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender rig) ที่เหมาะสมสำหรับการดำเนินงานในทะเลอ่าวไทย และสามารถเจาะหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ได้
- มีอุปกรณ์การเจาะ ที่มีความสามารถในการเจาะหลุมปิโตรเลียมที่ระดับความลึกซึ่งสอดคล้องกับแบบหลุมที่ออกแบบไว้เบื้องต้น
- มีอุปกรณ์สำหรับการควบคุมหลุมเจาะที่เหมาะสมกับความดันสูงสุดที่เคยพบของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในบริเวณอ่าวไทย โดยต้องมีอุปกรณ์ที่สามารถรับแรงดันของหลุมเจาะได้อย่างน้อย 10,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ทั้งนี้ เนื่องจากชั้นกักเก็บปิโตรเลียมทั่วไปในอ่าวไทยมีแรงดันสูงสุดประมาณ 9,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ปตท.สม., 2562) โดยต้องมีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP) ตามมาตรฐานและหลักปฏิบัติที่ดีของอุตสาหกรรมการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อความปลอดภัยของพนักงาน แท่นเจาะ และหลุมเจาะ ดังนั้น อุปกรณ์นี้จะต้องได้รับการตรวจสอบและทดสอบประสิทธิภาพและเปลี่ยนอะไหล่อย่างสม่ำเสมอ
- การจัดแบ่งพื้นที่เพื่อใช้ประโยชน์ได้อย่างเป็นสัดส่วน และเหมาะสมกับการปฏิบัติงาน โดยมีพื้นที่ส่วนที่สำคัญ ได้แก่
 - มีพื้นที่ปฏิบัติการเจาะ (Drill floor) ซึ่งเป็นที่ติดตั้งของปั้นจั่น (Derrick) และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ ซึ่งควบคุมให้เคลื่อนที่ได้ด้วยระบบไฮดรอลิก
 - มีพื้นที่ในชั้นต่างๆ ที่สามารถจัดแบ่งพื้นที่สำหรับจัดวางอุปกรณ์และสารเคมีได้อย่างเหมาะสม เช่น พื้นที่เตรียมโคลนที่ใช้ในการเจาะ ชั้นวางท่อเจาะ (Pipe rack) พื้นที่จัดเก็บซีเมนต์ (Bulk cement) พื้นที่จัดเก็บกระสอบสารเคมี (Sack storage) ถังผสมโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud pit) เครื่องสูบลโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud pump) เครื่องเขย่าแยกเศษหิน (Shale shaker) เครื่องปั่นเหวี่ยงแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Centrifugal pump) เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร ชุดเครื่องปรับอากาศ เครื่องอัดอากาศ ห้องควบคุมการเจาะ พื้นที่ซ่อมบำรุง พื้นที่จัดเก็บอุปกรณ์ตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินต่างๆ และพื้นที่จัดเก็บของเสีย เป็นต้น
 - มีพื้นที่พักอาศัยและสำนักงาน (Accommodation and office area) เหมาะสมกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน โดยพื้นที่ส่วนนี้จะประกอบด้วย ห้องพักอาศัย ห้องสำนักงาน พื้นที่สันทนาการ ห้องครัว ห้องอาหาร และห้องปฐมพยาบาล

- มีลานจอดเฮลิคอปเตอร์ (Helideck) ที่ได้รับการรับรองจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานของ International Civil Aviation Organisation (ICAO) และสามารถรองรับการลงจอดของเฮลิคอปเตอร์ตามชนิดและขนาดที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ใช้งานอยู่ในปัจจุบันได้
- มีพื้นที่สำหรับการเก็บ (Storage capacities) สำหรับการจัดเก็บน้ำ (ทั้งสำหรับการอุปโภคบริโภค และการเจาะ) น้ำมันเชื้อเพลิง สารเคมี สารสังเคราะห์ที่ใช้เป็นส่วนผสมหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะ และน้ำเกลือที่ใช้ในการเจาะ (Brine) ได้อย่างเหมาะสมตามปริมาณการใช้งาน

คุณสมบัติด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

- ดำเนินงานภายใต้การควบคุมของบริษัทที่ดำเนินงานภายใต้ระบบการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ที่สอดคล้องกับขั้นตอนการจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมสำหรับผู้รับเหมา (SSHE Contractor Management Procedure) ที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดไว้ ซึ่งเป็นไปตาม Bridging document ในสัญญาว่าจ้าง
- เป็นแท่นเจาะที่ขึ้นทะเบียนกับ International Maritime Organization (IMO) และได้รับการรับรองจากสมาคมจัดชั้นเรือ (Classification society) เช่น American Bureau of Shipping (ABS) ว่ามีคุณสมบัติและสามารถดำเนินงานได้อย่างสอดคล้องตามข้อกำหนดของอนุสัญญาระหว่างประเทศที่เกี่ยวข้องทั้งในด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย เช่น อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลพิษจากเรือ ค.ศ.1973 พิธีสาร ค.ศ.1978 (MARPOL 73/78) และ อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยความปลอดภัยแห่งชีวิตในทะเล ค.ศ.1974 (SOLAS 1974)
- มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตและอุปกรณ์ความปลอดภัย เช่น แพหรือเรือช่วยชีวิต (Lift boat/Life rafts/Safety craft/Fast rescue craft) ทั้งชนิดและจำนวนสอดคล้องกับจำนวนผู้ปฏิบัติงานสูงสุด และติดตั้งอยู่ในพื้นที่ที่เหมาะสมตามลักษณะการจัดแบ่งพื้นที่ปฏิบัติงานและการใช้ประโยชน์
- มีอุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติที่มีโอกาสเกิดขึ้น เช่น อุปกรณ์ตอบสนองต่อกรณีการหกรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีบนแท่นเจาะ (Spill kit) อุปกรณ์สื่อสารเพื่อแจ้งเหตุและขอความช่วยเหลือจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอื่นๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.
- มีอุปกรณ์และเครื่องมือที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่สำคัญ ได้แก่
 - อุปกรณ์ในระบบควบคุมและจัดการเศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Solid control system) ที่สามารถควบคุมปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะที่ปล่อยลงสู่ทะเล ให้มีค่าเฉลี่ยได้ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหินจากการเจาะ
 - อุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil filtering system) ที่ได้รับการรับรองจาก IMO
 - ระบบบำบัดสิ่งปฏิกูล (Sewage treatment system) ที่ได้รับการรับรองจาก IMO
 - เครื่องบดเศษอาหาร (Food waste disposer or macerator)

2.5.3.2 ประเภทของแท่นเจาะ

แท่นเจาะที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จะมีสัญญาว่าจ้างให้ปฏิบัติงาน มีคุณสมบัติ อุปกรณ์ด้านเทคนิค อุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการป้องกันผลกระทบสิ่งแวดล้อม และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย ใกล้เคียงกัน อย่างไรก็ตามอาจมีขนาดของพื้นที่และการจัดผังของแต่ละแท่นเจาะแตกต่างกันไป โดยแท่นเจาะที่จะนำมาใช้ในโครงการฯ จะมีอยู่ 2 ชนิด คือ แท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up rig) และแท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender rig) โดยแท่นเจาะทั้ง 2 ชนิด มีคุณสมบัติส่วนที่แตกต่างกันและเหมือนกัน ซึ่งสรุปได้ดังนี้

2.5.3.2.(1) แท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up Rig)

แท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ส่วนใหญ่ได้รับการออกแบบตัวแท่นเจาะให้มีลักษณะเป็นสามเหลี่ยม และมีโครงสร้างของขาแท่นรูปสามเหลี่ยมจำนวน 3 ขา โดยขาเหล่านี้สามารถเลื่อนลงเพื่อยึดตัวกับพื้นทะเลได้ มีความยาวของขาแท่นแต่ละขาอยู่ในช่วง 120–150 เมตร โดยทั่วไปสามารถปฏิบัติงานได้ที่ระดับน้ำทะเลลึกถึง 90 เมตร ซึ่งเหมาะสำหรับการปฏิบัติงานในอ่าวไทยซึ่งมีระดับความลึกของน้ำทะเลในช่วง 40–80 เมตร ดังแสดงรูปตัวอย่างของแท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ในรูปที่ 2.5-4

รูปที่ 2.5-4: ตัวอย่างของแท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้



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

2.5.3.2.(2) แท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender Rig)

แท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (รูปที่ 2.5-5) จะมีอุปกรณ์ทุกอย่างอยู่บนตัวเรือบรรทุก ซึ่งสามารถยัดให้อยู่ในตำแหน่งที่ปฏิบัติงานได้โดยการผูกโยงกับโครงสร้างของแท่นหลุมผลิต ในขณะที่ดำเนินการเจาะหลุมผลิต จะย้ายปั้นจั่นสำหรับการเจาะ (Drilling derrick) และอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ บางส่วนไปไว้บนโครงสร้างของแท่นหลุมผลิต ดังนั้นจึงสามารถปฏิบัติงานได้ทั้งในบริเวณพื้นที่น้ำลึกและน้ำตื้น ในช่วงความลึกประมาณ 9–122 เมตร เนื่องจากไม่ต้องหยั่งขาติดกับพื้นทะเล

รูปที่ 2.5-5: ตัวอย่างของแท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ



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

2.5.3.3 การควบคุมหลุมเจาะ และการป้องกันการพลุ่ง

ในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม มีโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ที่ของไหลจากชั้นหินไหลทะลักเข้าสู่หลุมเจาะ หรือที่เรียกว่า “Kick” โดยมีสาเหตุจากการเกิดสภาวะที่ความดันของไหลในชั้นหิน (Formation pore pressure) มีค่าสูงกว่าความดันของโคลนที่ใช้ในการเจาะมาก ซึ่งโดยปกติจะควบคุมได้ด้วยการตรวจสอบความดันกันหลุมอยู่ตลอดเวลาเพื่อปรับน้ำหนักของโคลนเจาะให้มีความเหมาะสม (มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บเล็กน้อย) ทั้งนี้ หากเกิดสภาวะที่ความดันของไหลในชั้นหินมีค่าสูงมาก และไม่สามารถควบคุมได้ จะทำให้เกิดการพลุ่งของปิโตรเลียมออกจากหลุมเจาะ (Blowout) ซึ่งอาจนำไปสู่ความเสียหายขนาดใหญ่ได้

ทั้งนี้ การพลุ่งของปิโตรเลียมจากหลุมปิโตรเลียมที่ไม่สามารถควบคุมได้ในระหว่างการเจาะหลุมผลิต จะมีโอกาสเกิดเหตุการณ์ 3×10^{-4} ครั้งต่อหลุม หรือคิดเป็นการเกิดการพลุ่ง 1 ครั้ง จากการเจาะหลุมผลิตประมาณ 3,300 หลุม (IOGP, 2019) นอกจากนี้ ตลอดระยะเวลาการดำเนินการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ผ่านมา ไม่เคยเกิดการพลุ่งระหว่างการเจาะหลุมปิโตรเลียม อีกทั้งการเจาะหลุมผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เป็นการเจาะหลุมผลิตที่มีเป้าหมายเป็นแหล่งกักเก็บซึ่งมีฐานข้อมูลด้านธรณีวิทยาและลักษณะของแหล่งกักเก็บที่ได้จากการสำรวจด้วยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนและการเจาะสำรวจที่ได้เคยดำเนินการแล้วในอดีต ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสการเกิดการพลุ่งว่ามีโอกาสเกิดขึ้นน้อยมาก

อย่างไรก็ตาม ตามมาตรฐานและหลักปฏิบัติที่ดีของอุตสาหกรรมการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จะติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP) ที่บริเวณปากหลุมเพื่อใช้ในการควบคุมหลุมเจาะ และป้องกันการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมากจากกรณีการพลุ่ง โดยอุปกรณ์นี้จะติดตั้งอยู่ที่บริเวณปากหลุมในระหว่างการเจาะหลุม และเนื่องจากอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งเป็นอุปกรณ์ที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน แท่นเจาะ และหลุมเจาะ ดังนั้น อุปกรณ์นี้จะต้องได้รับการตรวจสอบและทดสอบประสิทธิภาพ และเปลี่ยนอะไหล่อย่างสม่ำเสมอตั้งแต่แสดงตัวอย่างแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่สำคัญในตารางที่ 2.5-8 และจะต้องดำเนินการทุกครั้งก่อนเริ่มการเจาะทุกหลุม

ในกรณีที่ระดับของโคลนหรือของเหลวที่ใช้ในการเจาะที่อยู่ในถังพักมีระดับผิดปกติจากที่คำนวณไว้ เจ้าหน้าที่ควบคุมการเจาะ จะตรวจสอบและตัดสินใจปิดหลุมด้วยชุดวาล์วอุปกรณ์ควบคุมหลุมเจาะภายในระยะเวลาอันรวดเร็วเพื่อความปลอดภัย โดยการสั่งงานชุดวาล์วนี้ทำได้ 2 ระบบ คือ สั่งการจากระยะไกลผ่านแผงควบคุมซึ่งติดตั้งอยู่บนแท่นเจาะเพื่อการปฏิบัติงานที่ทันท่วงที หรือในกรณีที่ไม่สามารถสั่งการจากระยะไกลได้ จะสั่งงานอุปกรณ์ควบคุมชุดวาล์วที่ติดตั้งอยู่ที่ปากหลุมเจาะโดยตรง นอกจากนี้ ในกรณีที่แท่นเจาะสูญเสียแหล่งพลังงานหลัก อุปกรณ์ควบคุมชุดวาล์วยังคงสามารถทำงานเพื่อรักษาความปลอดภัยจากการพลุ่งได้ โดยใช้พลังงานจากความดันในถังเก็บความดันและชุดแบตเตอรี่ ซึ่งเป็นอิสระจากแหล่งพลังงานหลักของแท่นเจาะ

ตัวอย่างของอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งบนแท่นเจาะที่ใช้ในพื้นที่ดำเนินการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ดังแสดงในรูปที่ 2.5-6 เป็นชุดของวาล์วขนาดใหญ่ที่ติดตั้งไว้ที่ปากหลุมเพื่อป้องกันแรงดันล้นไหลออกมาทั้งจากช่องว่างระหว่างท่ออยู่กับก้นเจาะ หรือในหลุมที่เปิดอยู่ ในระหว่างการเจาะ ซึ่งจะสามารถรับแรงดันได้ประมาณ 10,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ในขณะที่ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมทั่วไปในอ่าวไทยมีแรงดันสูงสุดประมาณ 9,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ปตท.สผ., 2562)

รูปที่ 2.5-6: ตัวอย่างอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP)



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

2.5.3.4 แผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ

การตรวจสอบประสิทธิภาพ และการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์และเครื่องมือต่างๆ บนแท่นเจาะซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักในระยะเวลาการเจาะหลุมผลิต จะดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน โดยใช้ระบบการจัดการข้อมูลงานซ่อมบำรุงเป็นเครื่องมือในการรวบรวมข้อมูลรายละเอียดสำหรับการตรวจสอบประสิทธิภาพและการบำรุงรักษา

ตัวอย่างแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของชุดอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ ได้แก่ อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง และระบบสุบโคลนที่ใช้ในการเจาะในตารางที่ 2.5-8

ตารางที่ 2.5-8: ตัวอย่างแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ที่สำคัญบนแท่นเจาะ

ตัวอย่างรายการอุปกรณ์ที่สำคัญ/ รายละเอียดกิจกรรมตามแผนการซ่อมบำรุง	ความถี่ในการดำเนินการกิจกรรมตามแผนการซ่อมบำรุง					
	ทุกวัน	ทุก 1 เดือน	ทุก 6 เดือน	ทุก 1 ปี	ทุก 2 ปี	ทุก 5 ปี
อุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP)						
■ ตรวจสอบสภาพโดยทั่วไปของระบบควบคุม BOP control unit	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบการทำงานและความดันของระบบไฮดรอลิก	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบการทำงานของระบบ Air and triplex pump	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบระบบ Surface accumulator recharge	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบระบบรางเลื่อน (Main skid unit)	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบว่าไม่มีรอยรั่วซึมของปั๊มและวาล์วต่างๆ	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบความเรียบร้อยของสายไฟฟ้าและเคเบิล	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบความเรียบร้อยภายนอกของ Chock and kill manifold, Ram และ Annular BOP	✓	-	-	-	-	-
■ ทดสอบประสิทธิภาพ และระดับน้ำมันหล่อลื่นของส่วนต่างๆ ของ Chock and kill manifold ได้แก่ gate valve, chokes และ hydraulic control panel	-	✓	-	-	-	-
■ ตรวจสอบระบบวัดคุมของ Chock and kill manifold	-	✓	-	-	-	-
■ ตรวจสอบ Ram BOP ตามมาตรฐานโดยบุคคลภายนอก	-	-	-	✓	-	-
■ เปลี่ยนน้ำมันหล่อลื่น, Multi Position locking และ seal ของ Ram BOP	-	-	-	✓	-	-
■ ตรวจสอบความดันสูงสุดในขณะที่ทำงานของ Ram BOP	-	-	-	✓	-	-
■ ทำความสะอาดภายนอกของ Ram BOP ด้วยน้ำสะอาด	-	-	-	-	✓	-
■ ตรวจสอบและซ่อมแซมหากมีการรั่วซึมของรอยต่อต่างๆ ในระบบของ Ram BOP	-	-	-	-	✓	-
■ ตรวจสอบและทำความสะอาดภายใน Ram BOP, Annular BOP	-	-	-	-	✓	-
■ เปลี่ยน Ram BOP ใหม่ทั้งระบบ	-	-	-	-	-	✓
■ เปลี่ยน Multi Position locking, seal และ wear plate ของ Annular BOP	-	-	-	-	✓	-
■ ตรวจสอบตำแหน่ง และการกีดร่อนภายในของ Annular BOP	-	-	-	-	✓	-
■ ทดสอบการทำงานที่ระดับความดัน 3,000 psi หลังจากเปลี่ยน Seal ของ Annular BOP	-	-	-	-	✓	-
■ ตรวจสอบและทดสอบ Annular BOP ตามมาตรฐานของผู้ผลิตโดยบุคคลภายนอก	-	-	-	-	-	✓
ระบบสุบโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud pump system)						
■ ตรวจสอบความเรียบร้อยทั่วไปด้วยสายตา	✓	-	-	-	-	-
■ ตรวจสอบการรั่วซึมของน้ำและโคลนบริเวณพื้นที่ใต้ Crosshead ทุกจุด	-	✓	-	-	-	-
■ เปิดฝาคอรวาล์วเพื่อทำความสะอาดภายใน และตรวจสอบค่าการสึกหรอ	-	✓	-	-	-	-
■ ตรวจสอบระดับของเหลวต่างๆ	-	✓	-	-	-	-
■ ทำความสะอาดกระบอกสูบ เสื้อสูบ และลูกสูบ	-	✓	-	-	-	-
■ ตรวจสอบตู้ควบคุมระบบ (Cabinet control) และระบบสายดิน	-	-	✓	-	-	-
■ ตรวจสอบและทำความสะอาดเครื่องยนต์	-	-	✓	-	-	-
■ ตรวจสอบและทำความสะอาดภายในของระบบเกียร์	-	-	-	✓	-	-
■ ตรวจสอบการทำงานของระบบควบคุม PLC	-	-	-	✓	-	-

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

2.5.3.5 อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย

แท่นเจาะสำหรับการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ จะต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของสมาคมจัดชั้นเรือ (Classification society) เช่น DNV GL, American Bureau of Shipping (ABS), Nippon Kaiji Kyokai (NK) หรือ Lloyd's Register (LR) เพื่อสามารถขึ้นทะเบียนของสมาคมได้ ซึ่งจะต้องมีการตรวจสอบโครงสร้างและองค์ประกอบของแท่นเจาะตามช่วงเวลาที่กำหนด เช่น 6 เดือน 1 ปี หรือ 5 ปี เพื่อรักษาสถานะภาพการขึ้นทะเบียนไว้

ข้อกำหนดข้างต้น นอกจากจะระบุถึงรายละเอียดสำหรับโครงสร้างของแท่นเจาะแล้ว ยังได้ระบุถึงการติดตั้งระบบป้องกันอัคคีภัย และระบบตอบสนองต่อเหตุการณ์เพลิงไหม้และการระเบิด ตามข้อกำหนด International Code for Fire Safety Systems (FSS code) ภายใต้อนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยความปลอดภัยแห่งชีวิตในทะเล ค.ศ. 1974 (International Convention for the Safety of Life at Sea 1974 หรือ SOLAS 1974), National Fire Protection Agency (NFPA) และ Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units (MODU code) เป็นต้น

โครงการฯ จะพิจารณาเลือกแท่นเจาะเข้ามาใช้ในการปฏิบัติงาน ที่ได้ขึ้นทะเบียนกับสมาคมจัดชั้นเรือไว้เท่านั้น โดยจะตรวจสอบสถานะภาพของทะเบียนและอุปกรณ์ที่กำหนดไว้ก่อนเริ่มดำเนินงาน ซึ่งจากข้อกำหนดข้างต้น ได้กำหนดให้มีการติดตั้งระบบป้องกันอัคคีภัยเชิงรุก (Active fire protection) ตามลักษณะของพื้นที่ปฏิบัติงาน ดังนี้

ระบบดับเพลิง Fire-extinguishing systems

ข้อแนะนำสำหรับการติดตั้งถังดับเพลิง (Fire-extinguisher) ในแต่ละพื้นที่บนแท่นเจาะมีดังแสดงในตารางที่ 2.5-9 โดยต้องเป็นถังดับเพลิงที่ได้รับการรับรองจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และมีการบำรุงรักษาตามคำแนะนำอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 2.5-9: จำนวนถังดับเพลิงที่แนะนำให้ติดตั้งในพื้นที่ต่างๆ ของแท่นเจาะ

ลักษณะของพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ	การติดตั้งดับเพลิง*
พื้นที่พักอาศัย พื้นที่สำนักงาน และห้องควบคุม	ให้มีถังดับเพลิงชนิด A เพียงพอสำหรับผู้ปฏิบัติงาน และสามารถเข้าถึงภายใน 15 เมตร
พื้นที่ที่มีแผงควบคุมแหล่งกำเนิดไฟฟ้าหลัก	ให้มีถังดับเพลิงชนิด A และ/หรือ C อย่างน้อยจำนวน 2 ถัง
พื้นที่ติดตั้งปั้นจั่น (ที่ใช้เครื่องยนต์สันดาป)	ให้มีถังดับเพลิงชนิด B อย่างน้อยจำนวน 2 ถัง
พื้นที่ปฏิบัติการเจาะ	ให้มีถังดับเพลิงชนิด C อย่างน้อยจำนวน 2 ถัง (ที่ทางออกแต่ละทาง)
ลานจอดเฮลิคอปเตอร์	ให้มีถังดับเพลิงชนิด A อย่างน้อยจำนวน 2 ถัง และให้มีระบบดับเพลิงอื่นร่วมด้วย เช่น ถังดับเพลิง CO ₂ ระบบฉีดโฟม
Switchboard	ให้มีถังดับเพลิงชนิด C อย่างน้อยจำนวน 2 ถัง
ถังเก็บโคลนเจาะและพื้นที่เตรียมโคลนเจาะ	ให้มีถังดับเพลิงชนิด B อย่างน้อยจำนวน ห้องละ 1 ถัง สำหรับพื้นที่ปิด หรือให้มีจำนวนเพียงพอให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถเข้าถึงภายใน 10 เมตร สำหรับพื้นที่เปิด

หมายเหตุ: * ขนาดของถังดับเพลิงให้เป็นไปตามข้อกำหนด International Code for Fire Safety Systems (FSS code) ของ SOLAS 1974

โดยจำแนกชนิดของถังดับเพลิง ดังนี้

- ถังดับเพลิง A (สำหรับไฟไหม้จากวัสดุติดไฟทั่วไป)
- ถังดับเพลิง B (สำหรับไฟไหม้จากของเหลว ก๊าซ หรือน้ำมัน) และ
- ถังดับเพลิง C (สำหรับไฟไหม้ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ไฟฟ้า)

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

ระบบดับเพลิง Fire-fighting systems

- ต้องติดตั้งระบบดับเพลิง Fire-fighting systems ในพื้นที่อยู่ด้านนอกของพื้นที่ที่จะป้องกันหรือดับไฟ
- ต้องติดตั้งเครื่องสูบน้ำดับเพลิงเพื่อสูบน้ำทะเล ซึ่งต้องสามารถสูบน้ำให้อุปกรณ์ได้อย่างเพียงพอตามที่ออกแบบไว้
- ระบบการจ่ายน้ำของ Fire main และท่อส่งน้ำต่างต้องมีขนาดเพียงพอที่จะส่งน้ำให้อุปกรณ์ระบบดับเพลิงต่างๆ เมื่อต้องใช้งานพร้อมกันตามที่ออกแบบไว้
- หัวดับเพลิง (Fire hydrant) และท่อส่งน้ำดับเพลิง (Fire hose) ต้องมีจำนวนเพียงพอกับขนาดพื้นที่
- ความยาวของท่อส่งน้ำดับเพลิง (Fire hose) ต้องไม่น้อยกว่า 10 เมตร แต่ต้องไม่ยาวเกินกว่าที่กำหนดไว้ในพื้นที่ต่างๆ โดยขนาดและแรงดันของท่อส่งน้ำดับเพลิงต้องใช้งานได้อย่างปลอดภัย (สูงสุดไม่เกิน 7 บาร์)

ระบบดับเพลิง Local fire-fighting systems

- การติดตั้งระบบดับเพลิงแบบ Gas fire extinguishing system ระบบดับเพลิงแบบ Foam fire extinguishing system ระบบดับเพลิงแบบ Water mist และระบบดับเพลิงแบบ Sprinkler ต้องเป็นไปตาม FSS code ที่เกี่ยวข้อง
- หัวฉีดน้ำดับเพลิง Fire-water monitor จะสามารถใช้งานได้ทั้งตำแหน่งหัวฉีดน้ำดับเพลิง หรือควบคุมจากห้องควบคุมก็ได้

2.5.4 เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน

การดำเนินงานของโครงการอาทิตย ใช้เรือในกิจกรรมต่างๆ เช่น การขนส่ง การลากจูง การเตรียมพื้นที่ การกักเก็บปิโตรเลียม การแจ้งเตือน และการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งเป็นลักษณะกิจกรรมที่มีการดำเนินงานอยู่แล้วปัจจุบัน โดยมีรายการ และหน้าที่ของเรือที่ใช้ในการดำเนินงานดังแสดงในตารางที่ 2.5-10

ทั้งนี้ เรือทุกลำที่จะเข้ามาปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการอาทิตยจะต้องมีเครื่องยนต์เรือสอดคล้องกับมาตรฐานสากลขององค์การด้านการเดินเรือระหว่างประเทศต่างๆ รวมทั้งกฎหมายด้านการเดินเรือ ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย (หัวข้อที่ 1.5) รวมทั้งเป็นไปตามข้อกำหนดในอนุสัญญา MARPOL 73/78 และติดตั้งอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับระบบการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม ได้แก่

- ระบบบำบัดน้ำเสีย (Sewage treatment system)
- ถังเก็บน้ำใต้ท้องเรือ (Bilge tank)
- ถังแยกน้ำมัน (Oil separation tank)
- ระบบการจัดการน้ำอับเฉา (Ballast water management)

นอกจากนี้ วิธีการขนส่งสารเคมี/วัตถุอันตราย หรือสารเคมีอย่างปลอดภัยจะต้องเป็นไปตาม International Maritime Dangerous Goods Code (IMDG Code) ขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization หรือ IMO)

ตารางที่ 2.5-10: รายการ และหน้าที่ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานจำแนกตามระยะการดำเนินงาน

กิจกรรม /ประเภทของเรือ	หน้าที่การใช้ประโยชน์	จำนวน (ลำ)
ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม		
กิจกรรมการเตรียมพื้นที่		
เรือสนับสนุน (AHTS)	- เตรียมพื้นที่ และสำรวจหาสิ่งกีดขวาง เช่น เครื่องมือประมงประจำที่	1
กิจกรรมการขนส่งแท่นหลุมผลิต (Wellhead towing)		
เรือบรรทุก (Material barge)	- บรรทุกขนส่งองค์ประกอบของแท่นหลุมผลิต	2
เรือลากจูง (Tug boat)	- ลากจูงเรือบรรทุก	2
กิจกรรมการติดตั้งแท่นหลุมผลิต (Wellhead installation) รวมถึงการเชื่อมต่อขนส่งใต้ทะเลกับแท่นหลุมผลิตใหม่		
เรือปั้นจั่น (Derrick lay barge)	- ยกองค์ประกอบของแท่นหลุมผลิต และติดตั้งแท่นหลุมผลิต	1
เรือบรรทุก (Material barge)	- บรรทุกขนส่งองค์ประกอบของแท่นหลุมผลิต	1
เรือลากจูง (Tug boat)	- ลากจูงเรือบรรทุก	1
เรือสนับสนุน (AHTS)	- ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ - สนับสนุนการปฏิบัติงานต่างๆ - แจ่งเตือนเรือจากภายนอก	2
กิจกรรมการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล (Pipe laying support) รวมถึงการเชื่อมต่อขนส่งใต้ทะเลเข้ากับท่อรับ (Existing riser) ของแท่นหลุมผลิตปลายทาง		
เรือวางท่อ (Derrick lay barge)	- วางท่อขนส่งใต้ทะเล	1
เรือบรรทุกท่อ (Material/Pipe barge)	- บรรทุกขนส่งท่อขนส่งใต้ทะเล	2
เรือลากจูง (Tug boat)	- ลากจูงเรือวางท่อ	2
เรือสนับสนุน (AHTS)	- ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ - สนับสนุนการปฏิบัติงานต่างๆ - แจ่งเตือนเรือจากภายนอก	2
ระยะการเจาะหลุมผลิตและการเตรียมหลุมผลิต		
กิจกรรมการเจาะหลุมผลิต การหยั่งธรณี การทดสอบหลุม และการเตรียมหลุมผลิต		
แท่นเจาะ	- เจาะหลุม หยั่งธรณีหลุมเจาะ และทดสอบหลุม	2
เรือสนับสนุน (AHTS)	- ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ - สนับสนุนการปฏิบัติงานต่างๆ ของแท่นเจาะ - แจ่งเตือนเรือจากภายนอก	3
ระยะผลิตปิโตรเลียม		
เรือสนับสนุน (AHTS)	- ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ - สนับสนุนการปฏิบัติงานต่างๆ - แจ่งเตือนเรือจากภายนอก	2
เรือขนส่งผู้ปฏิบัติงาน (Crew boat)	- ขนส่งผู้ปฏิบัติงานภายในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง - ขนส่งผู้ปฏิบัติงานระหว่างพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งและฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	4

หมายเหตุ: AHTS คือ Anchor Handling Tug Supply vessels

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

2.5.5 ฐานสนับสนุนบนฝั่ง

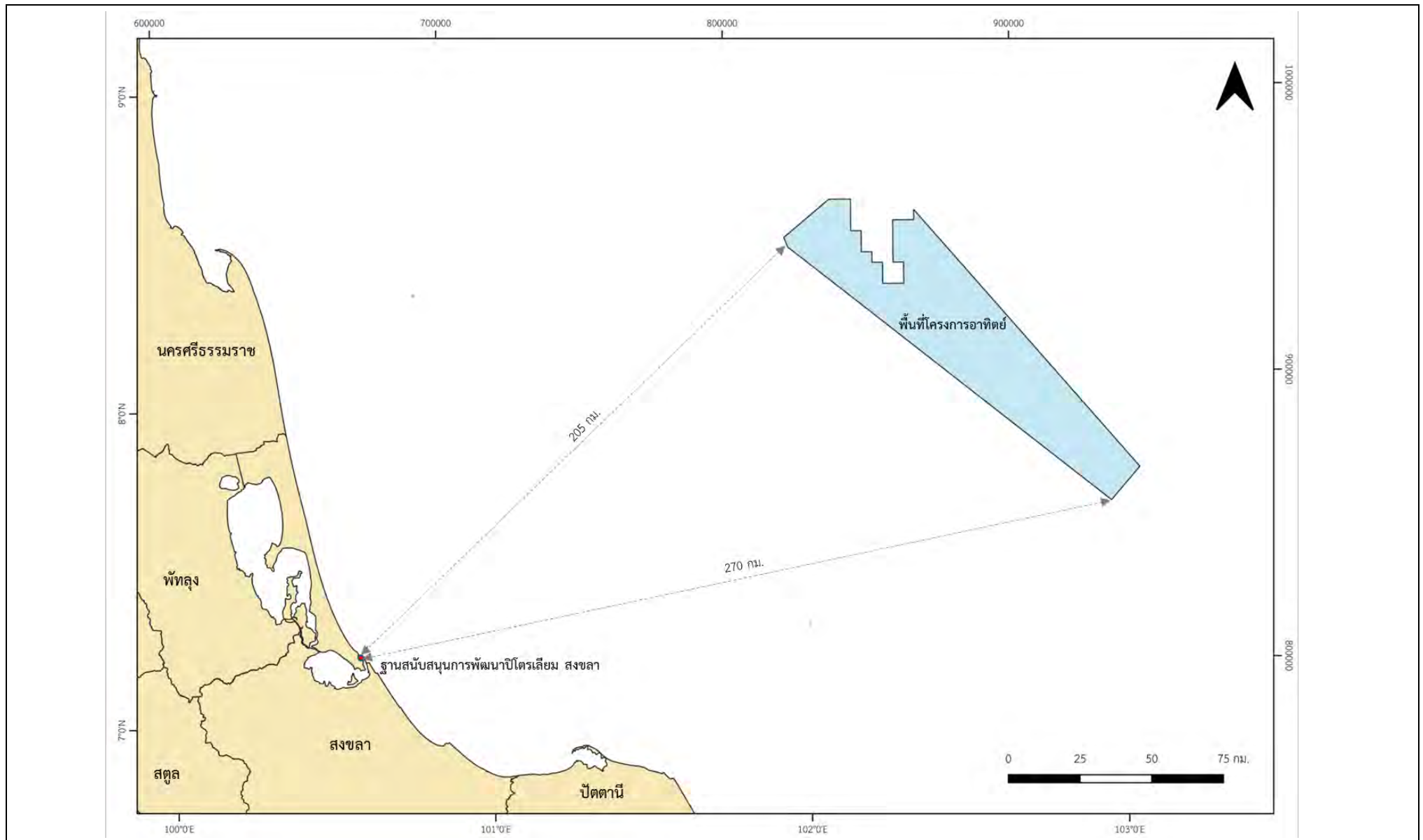
2.5.5.1 ฐานสนับสนุนการขนส่งและจัดเก็บวัสดุอุปกรณ์ ของเสีย และพนักงาน

ปัจจุบันการดำเนินงานนอกชายฝั่งในพื้นที่โครงการอาทิตย์ใช้ “ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา” สำหรับการสนับสนุนในด้านการจัดเก็บและขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ การรวบรวมของเสียที่เกิดขึ้นจากนอกชายฝั่งเพื่อขนส่งไปกำจัดยังสถานที่จัดการของเสียปลายทาง และการขนส่งพนักงาน ซึ่งไม่มีการขอเปลี่ยนแปลงในรายงานฉบับนี้

ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ตั้งอยู่เลขที่ 222 หมู่ที่ 1 บ้านหัวเขาแดง ตำบลหัวเขา อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา มีระยะห่างจากขอบของพื้นที่โครงการอาทิตย์ ประมาณ 205-270 กิโลเมตร (รูปที่ 2.5-7) ก่อสร้างและดำเนินการโดย บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของ “โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือสนับสนุนการปฏิบัติงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย จ.สงขลา” ซึ่งได้รับความเห็นชอบตามหนังสือ ที่ ทส 1009/2779 ลงวันที่ 27 มีนาคม 2549 และรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ซึ่งได้รับความเห็นชอบตามหนังสือที่ ทส 1009.4/5293 ลงวันที่ 15 กรกฎาคม 2552 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นฐานสนับสนุนหลักให้กับศูนย์การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งต่างๆ บริเวณอ่าวไทย และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ซึ่งครอบคลุมถึงกิจกรรมการขยายพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในอนาคตของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

ทั้งนี้ จากทบทวนข้อมูลจากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่กำหนดในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ข้างต้น โดยในช่วงปี พ.ศ. 2565 ได้เสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมจำนวน 2 ฉบับ ซึ่งได้ระบุว่า “ได้มีการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว และพบว่าผลการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมส่วนใหญ่เป็นไปตามค่ามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกำหนดไว้”

รูปที่ 2.5-7: ที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา และระยะห่างจากพื้นที่โครงการอาทิตย์



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

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ปัจจุบันบุคลากรที่ประจำอยู่ ณ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 530 คน โดยแบ่งเป็นพนักงานจำนวน 175 คน และผู้รับเหมาจำนวน 355 คน (ข้อมูล ณ เดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566) ประกอบด้วยพื้นที่ใช้ประโยชน์ 2 ส่วนหลัก คือ ท่าเทียบเรือ และพื้นที่อำนวยความสะดวกบนฝั่ง (รูปที่ 2.5-8) โดยมีรายละเอียดดังนี้

ก. ท่าเทียบเรือ

การใช้ประโยชน์พื้นที่ของท่าเทียบเรือดังแสดงในรูปที่ 2.5-9 แบ่งได้ดังนี้

- ที่จอดเรือ เป็นรูปตัวแอล ยาว 380 เมตร และกว้าง 40 เมตร เรือสามารถเข้าเทียบท่าพร้อมกันได้สูงสุด 6 ลำ และสามารถบริหารจัดการให้รองรับเรือได้สูงสุด 180 เทียบต่อเดือน โดยมีองค์ประกอบที่สำคัญต่างๆ ได้แก่ หลักรูเรือ ยางกันกระแทก ระบบไฟฟ้าส่องสว่าง และแนวท่อลำเลียงวัสดุ รวมทั้งมีระบบระบายน้ำคอนกรีตเสริมเหล็ก สำหรับรวบรวมน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมันเข้าสู่ระบบบำบัด ก่อนระบายน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้วออกสู่ภายนอก
- พื้นที่หลังท่า ประกอบด้วย
 - ลานขนถ่ายวัสดุ เป็นพื้นที่ที่ใช้สำหรับขนถ่ายวัสดุต่างๆ ระหว่างรถบรรทุกและเรือ โดยมีถังพักสำหรับการขนถ่ายวัสดุที่เป็นผงและของเหลวที่จำเป็นต้องใช้ในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง ได้แก่ ซีเมนต์ แบโรท์ สารสังเคราะห์ที่ใช้เป็นองค์ประกอบพื้นฐานของโคลนที่ใช้ในการเจาะ และสารกำจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์ นอกจากนี้ ยังมีพื้นที่สำหรับเก็บเครื่องมือและอุปกรณ์ควบคุมต่างๆ ที่จำเป็นต้องใช้ในกิจกรรมของท่าเทียบเรือ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และ Switch gear
 - บ่อรวบรวมน้ำมันปนเปื้อน ทำด้วยคอนกรีตเสริมเหล็ก เพื่อป้องกันคราบน้ำมันหรือไขมันที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างการขนถ่ายไหลลงสู่ทะเล โดยจะแยกน้ำมันออกจากน้ำแล้วเก็บรวบรวมไว้ในถังขนาด 200 ลิตร เพื่อรอให้ผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้ามารับไปกำจัด
 - รางระบายน้ำ ซึ่งติดตั้งอยู่รอบพื้นที่หลังท่า ได้รับการออกแบบให้สามารถรวบรวมน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมันหรือไขมันเข้าสู่บ่อรวบรวมน้ำมันปนเปื้อนเพื่อแยกน้ำมันและไขมัน ก่อนที่จะระบายน้ำที่ผ่านการบำบัดแล้ว ตามมาตรฐานควบคุมการระบายน้ำทิ้งจากอาคารประเภท ค ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการระบายน้ำทิ้งจากอาคารบางประเภทและบางขนาด ลงวันที่ 7 พฤศจิกายน 2548 ก่อนระบายออกสู่ภายนอก
 - สะพานและถนนเข้าท่าเทียบเรือ สำหรับใช้ขนส่งวัสดุจากลานขนถ่ายวัสดุบนหลังท่าไปยังหน้าท่าเทียบเรือ
 - พื้นที่สีเขียว เป็นพื้นที่สำหรับปลูกต้นไม้เพื่อด้านแรงปะทะของลม และให้ร่มเงาเพื่อใช้เป็นที่พักผ่อนสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในบริเวณท่าเรือ

ข. พื้นที่อำนวยความสะดวกบนฝั่ง

พื้นที่ส่วนสนับสนุนต่างๆ (รูปที่ 2.5-10) มีองค์ประกอบที่สำคัญดังนี้

- อาคารบัญชาการ เป็นพื้นที่อาคารสำหรับการบริหาร ห้องควบคุมกลาง ห้องพยาบาล รวมถึงพื้นที่สำหรับห้องประชุม สัมมนา ห้องฝึกอบรม รวมถึงพื้นที่ที่จัดไว้สำหรับสำนักงานบุคลากรและด่านตรวจคนเข้าเมือง
- ห้องอาหาร ใช้สำหรับให้บริการอาหารแก่พนักงานและผู้ที่เข้ามาติดต่อ
- ถังเก็บน้ำสำรอง ใช้สำหรับเก็บน้ำเพื่อใช้ในการใช้อุปโภคบริโภคภายในฐานสนับสนุน และพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง รวมถึงการเก็บสำรองน้ำเพื่อใช้ในระบบดับเพลิง
- อาคารควบคุมระบบสาธารณูปโภคต่างๆ
- ลานจอดรถสำหรับผู้มาติดต่อและพนักงาน และลานจอดรถบรรทุก โดยมีทางเข้าและทางออกอยู่แยกจากกัน เพื่อความสะดวกและปลอดภัยในการเข้า-ออกของรถบรรทุก พร้อมทั้งจัดให้มีเครื่องชั่งน้ำหนักรถบรรทุกที่เข้า-ออกจากพื้นที่ฐานสนับสนุนด้วย
- ห้องอาบน้ำสำหรับพนักงานขับรถบรรทุก
- ป้อมยาม จำนวน 2 แห่ง บริเวณทางเข้าและทางออกลานจอดรถบรรทุก
- ลานพักตะกร้าและตู้ขนส่งสินค้า
- อาคารคลังพัสดุสินค้า (Warehouse) ซึ่งมีทั้งแบบอาคารปิด แบบด้านข้างเปิดโล่งมีหลังคา (Roof shed) และห้องที่มีระบบปรับอากาศ (Air-conditioned room) สำหรับเก็บวัสดุอุปกรณ์ที่จำเป็นต้องเก็บที่อุณหภูมิต่ำ และอาคารซ่อมบำรุง (Maintenance workshop)
- อาคารเก็บสินค้าและสารเคมี (Chemical storage warehouse) มีลักษณะเป็นอาคารมีหลังคา มีรางระบายน้ำและคันกัน ซึ่งจัดเป็นที่พักชั่วคราวของถังบรรจุของเสียที่อาจปนเปื้อน และสารเคมีไม่ใช่แล้ว ก่อนที่จะส่งไปจัดการโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
- ลานเก็บเศษวัสดุ (Scrap yard) ใช้เป็นพื้นที่จัดเก็บเศษวัสดุต่างๆ ที่จัดเป็นของเสียไม่อันตรายเพื่อการขนส่งไปจัดการโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
- พื้นที่เปิดสำหรับการจัดเก็บกองท่อ สินค้า และวัสดุต่างๆ

การดำเนินกิจกรรมต่างๆ ในพื้นที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาศูนย์โทรเลียม สงขลา จะอยู่ภายใต้การจัดการด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยตามข้อกำหนดของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และกฎหมายต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งได้แก่

- การติดตั้งระบบระบายน้ำภายในพื้นที่อำนวยความสะดวก และติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียสำเร็จรูปแบบถังเกรอะ ถังกรองเติมอากาศ ถังแยกน้ำมันปนเปื้อน ถังดักน้ำมันและไขมันกระจายตามแหล่งกำเนิดน้ำเสีย เช่น อาคารบัญชาการ ห้องอาหาร ป้อมยาม และห้องอาบน้ำคนขับรถบรรทุก เป็นต้น เพื่อรวบรวมและบำบัดน้ำเสียให้ได้ตามมาตรฐานที่กล่าวถึงข้างต้น ก่อนระบายออกสู่ภายนอก
- การใช้บริการขนส่งและขนถ่ายของเสียอันตรายจากบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม และการใช้ระบบเอกสารติดตามการขนส่งของเสียอันตรายเพื่อดูแลการขนส่งของเสียอันตรายจนถึงปลายทางของการจัดการของเสีย
- จัดเตรียมแผนรองรับกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ เช่น การรั่วไหลของน้ำมันในระหว่าง การสูบน้ำและการขนส่ง และการเกิดเพลิงไหม้ เป็นต้น จะดำเนินการตามแผนฉุกเฉินของฐานสนับสนุนการพัฒนาศูนย์โทรเลียม สงขลา ตามเอกสาร PSB Emergency and Crisis Response Plan Procedure (10009-PDR-OSB-0001-R00)

- ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด

รูปที่ 2.5-8: ที่ตั้งและองค์ประกอบของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา



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

รูปที่ 2.5-9: การใช้ประโยชน์พื้นที่ท่าเทียบเรือ



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

รูปที่ 2.5-10: ส่วนประกอบของพื้นที่อำนวยความสะดวกบนฝั่ง



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

2.5.5.2 ฐานสนับสนุนการบินของเฮลิคอปเตอร์

ปัจจุบันการขนส่งพนักงานจากฝั่งไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการอาทิตย์ ทั้งในช่วงที่มีการผลิตเปลี่ยนรอบการปฏิบัติงานของพนักงานตามแผนงานปกติ และการขนส่งพนักงานในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน ใช้ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา ประกอบด้วยอาคารผู้โดยสาร และลานจอดเฮลิคอปเตอร์ที่ตั้งอยู่ในเขตท่าอากาศยานสงขลา ตำบลบ่อยาง อำเภอเมืองสงขลา จังหวัดสงขลา ซึ่งอยู่ภายใต้การควบคุมการดำเนินงานของฐานทัพเรือสงขลา ทัพเรือภาคที่ 2 มีระยะห่างจากกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ประมาณ 250 กิโลเมตร ซึ่งใช้เวลาในการบินด้วยเฮลิคอปเตอร์ไปยังพื้นที่โครงการฯ เทียวละประมาณ 1.15 ชั่วโมง

ปัจจุบันการบริการเที่ยวบินของเฮลิคอปเตอร์เพื่อสนับสนุนการปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ดำเนินการอยู่ภายในพื้นที่ดังกล่าว โดยมีจำนวนเที่ยวบินสำหรับการขนส่งพนักงานที่ไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งในอ่าวไทยประมาณ 30-35 เที่ยวบินต่อสัปดาห์ (5 เที่ยวบินต่อวัน สัปดาห์ละ 6-7 วัน) สามารถขนส่งพนักงานได้สูงสุดเที่ยวบินละ 12 คน

2.6 รายละเอียดกิจกรรมของโครงการ

กิจกรรมของโครงการฯ สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ระยะ ดังนี้

- ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม
- ระยะการเจาะหลุมผลิต
- ระยะการผลิตปิโตรเลียม

2.6.1 ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

2.6.1.1 การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล

วัตถุประสงค์ของการสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล คือ การตรวจสอบข้อมูลธรณีฟิสิกส์ (Geophysical) ที่จำเป็นต้องใช้สำหรับยืนยันความเหมาะสมของตำแหน่งที่จะติดตั้งสิ่งติดตั้งที่กำหนดไว้ในเบื้องต้น โดยข้อมูลที่ได้จากการสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลจะถูกนำมาใช้สำหรับการกำหนดตำแหน่งติดตั้งเป็นครั้งสุดท้าย รวมถึงใช้สำหรับกำหนดเส้นทางการลากจูงหรือขนส่งสิ่งติดตั้งเข้ามายังตำแหน่งที่กำหนดไว้ และการกำหนดจุดทิ้งสมอเรือที่ปลอดภัย ดังนั้น กิจกรรมในระยะนี้จะดำเนินการก่อนการลากจูงหรือขนส่งสิ่งติดตั้งเข้ามาติดตั้ง อย่างน้อย 6-12 เดือน เพื่อให้มีระยะเวลาเพียงพอสำหรับการวางแผนการดำเนินงาน รวมถึงการกำหนดตำแหน่งติดตั้งเพื่อใช้ในการศึกษาและจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และการดำเนินงานในขั้นตอนนี้จึงไม่อยู่ในขอบเขตของการศึกษาในครั้งนี้ โดยการดำเนินงานจะเป็นไปตามข้อกำหนดของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

อย่างไรก็ตาม เพื่อให้เข้าใจถึงขั้นตอนการดำเนินงานในภาพรวม จึงแสดงข้อมูลวัตถุประสงค์ของการดำเนินการ และขั้นตอนการดำเนินการ ได้ดังนี้

การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล จะดำเนินการโดยใช้เรือสำรวจจำนวน 1 ลำ และคาดว่าจะใช้ระยะเวลาดำเนินการประมาณ 4 วันต่อตำแหน่งติดตั้ง 1 ตำแหน่ง โดยเรือสำรวจจะแล่นไปตามแนวเส้นทางสำรวจภายในพื้นที่รัศมี 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตที่กำหนดไว้ โดยใช้เครื่องมือประเภทต่างๆ เพื่อรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นสำหรับการวางแผนการดำเนินงานในลำดับต่อไป ดังนี้

- Multibeam echo sounder ใช้คลื่นเสียงความถี่ 33 และ 200 กิโลเฮิรตซ์ สำหรับหยั่งความลึกของระดับน้ำทะเล แล้วรวบรวมข้อมูลเพื่อจัดทำแผนที่แสดงระดับความลึกของระดับน้ำทะเลในพื้นที่สำรวจ ซึ่งรวมถึงตำแหน่งติดตั้งโครงสร้าง
- Side scan sonar ใช้คลื่นเสียงความถี่ 222.5-245.5 กิโลเฮิรตซ์ สำหรับบันทึกข้อมูลสัญญาณของพื้นท้องทะเลในบริเวณพื้นที่สำรวจ เพื่อให้มีข้อมูลของหลุม หรือสิ่งกีดขวางที่อาจมีผลกระทบต่อการเคลื่อนย้ายและติดตั้งสิ่งติดตั้ง เช่น กองหิน หรือวัสดุที่ตกหล่นอยู่บนพื้นท้องทะเล เป็นต้น รวมถึงร่องรอยบนพื้นท้องทะเล ทั้งที่เกิดจากการเจาะสำรวจที่ผ่านมา และกิจกรรมอื่นๆ เช่น การลากอวนทำประมง

- Sub-bottom profiler ใช้คลื่นเสียงความถี่ 2-12 กิโลเฮิร์ตซ์ สำหรับรวบรวมข้อมูลลักษณะทางธรณีวิทยาใต้พื้นท้องทะเลระดับตื้น (ความลึกประมาณ 10 เมตร) เพื่อให้มีข้อมูลของชั้นตะกอนที่มีคุณสมบัติทางกายภาพแตกต่างกันในบริเวณพื้นที่สำรวจ เช่น ชั้นทราย (Sand) หรือชั้นดินเหนียว (Clay) เป็นต้น
- Magnetometer ใช้ตรวจหาความเข้มของสนามแม่เหล็ก เพื่อยืนยันตำแหน่งของแนวเคเบิลใต้น้ำในบริเวณพื้นที่สำรวจ (ถ้ามี)
- Shallow seismic reflectivity-survey ใช้สำหรับการตรวจสอบการมีอยู่ของรอยแยก (Fault) ร่อง (Channel) และแหล่งก๊าซระดับตื้น (Shallow gas pocket) ที่อาจมีอยู่ในพื้นที่สำรวจ
- Gravity coring การเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล เพื่อนำไปวิเคราะห์ลักษณะของตะกอนรอบบริเวณตำแหน่งติดตั้ง

2.6.1.2 การแจ้งข้อมูลให้กับผู้มีส่วนเกี่ยวข้อง

ปตท.สผ. จะแจ้งกำหนดการและตำแหน่งที่จะติดตั้งสิ่งติดตั้งภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้กับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องต่างๆ รับทราบ โดยจะดำเนินการแจ้งข้อมูลก่อนเริ่มดำเนินการเป็นเวลา 1 เดือน เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการเดินเรือและการทำประมง นอกจากนี้ จะแจ้งข้อมูลช่องทางการติดต่อของ ปตท.สผ. เพื่อให้ผู้ที่มีส่วนเกี่ยวข้อง หรือผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากโครงการอาทิตย์ สามารถติดต่อสื่อสารกับปตท.สผ. หรือแจ้งเรื่องร้องเรียนต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

2.6.1.3 การเตรียมพื้นที่

ก่อนเคลื่อนย้ายแท่นหลุมผลิตเข้ามาติดตั้ง ณ ตำแหน่งที่ยืนยันแล้ว จะใช้เรือสนับสนุน 1 ลำ เข้ามาดำเนินการสำรวจในตำแหน่งดังกล่าว เพื่อให้แน่ใจว่าจะไม่มีสิ่งกีดขวางอยู่ ณ ตำแหน่งที่ยืนยันแล้ว เช่น ช้าง หรือเครื่องมือประมงประจำที่ ทั้งนี้ หากพบสิ่งกีดขวางจะต้องเคลื่อนย้ายออกจากตำแหน่งดังกล่าว โดยในกรณีที่สิ่งกีดขวางดังกล่าวเป็นเครื่องมือประมง จะต้องบันทึกลักษณะของเครื่องมือประมงและตำแหน่งไว้เป็นหลักฐาน แล้วดำเนินการประสานแจ้งสมาคมประมงที่เกี่ยวข้อง เพื่อตรวจสอบหาเจ้าของเครื่องมือประมง และประสานเจรจาจ่ายค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีหน่วยราชการที่เกี่ยวข้องเป็นพยาน

2.6.1.4 การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการอาทิตย์

องค์ประกอบของแท่นหลุมผลิต ได้แก่ ส่วนบนของแท่น (Topside) และส่วนขาแท่น (Jacket) จะดำเนินการก่อสร้างในพื้นที่ก่อสร้าง (Fabrication yard) ของบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้างที่มีประสบการณ์ และศักยภาพในพื้นที่ต่างๆ เช่น นิคมอุตสาหกรรมแหลมฉบัง จังหวัดชลบุรี ท่าเรือพาณิชย์สัตหีบ-กองทัพเรือ (ท่าเรือจุกเสม็ด) อำเภอสัตหีบ จังหวัดชลบุรี หรือนิคมอุตสาหกรรมบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา ซึ่งจะดำเนินการภายใต้เงื่อนไขการได้รับอนุญาตของบริษัทผู้รับเหมาก่อสร้าง ที่ได้รับจากหน่วยงานอนุญาตหรือหน่วยงานที่กำกับดูแลพื้นที่ดังกล่าว เช่น การนิคมอุตสาหกรรม หรือการทำเรือสัตหีบ ดังนั้น ขั้นตอนนี้จึงไม่อยู่ในขอบเขตของการศึกษาในรายงานฉบับนี้

การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งซึ่งเป็นพื้นที่ของบริษัทคู่สัญญา จะใช้เรือบรรทุกขนาดใหญ่ 2 ลำ และเรือสนับสนุนมีหน้าที่ลากจูงเรือบรรทุก 2 ลำ โดยจะใช้เวลาประมาณ 8 วันต่อการขนส่งแท่นหลุมผลิต 1 แท่น สำหรับการขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิต 1 แท่น แสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.6-1

รูปที่ 2.6-1: ตัวอย่างรูปแสดงการลากจูงโครงสร้างแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ



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

2.6.1.5 การติดตั้งแท่นหลุมผลิต

การติดตั้งแท่นหลุมผลิต 1 แท่น ใช้เวลาประมาณ 10 วัน โดยจะใช้เรือ 5 ลำ ได้แก่ เรือปั้นจั่น 1 ลำ เรือบรรทุก 1 ลำ เรือลากจูง 1 ลำ และเรือสนับสนุน 2 ลำ ดังแสดงขั้นตอนการติดตั้งแท่นหลุมผลิตในรูปที่ 2.6-2 โดยในขณะปฏิบัติงานจะต้องกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต โดยมีขั้นตอนการปฏิบัติงาน ดังนี้

- การสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลและสิ่งกีดขวางเพื่อยืนยันข้อมูลก่อนการติดตั้งโครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต (Jacket) เป็นครั้งสุดท้าย โดยใช้หุ่นยนต์ควบคุมระยะไกล (Remotely Operated Vehicle หรือ ROV) ลงไปสำรวจ ซึ่งจะส่งสัญญาณภาพมาบนเรือสนับสนุนได้ทันที
- การติดตั้งโครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต ณ ตำแหน่งที่กำหนดไว้ โดยการยกลงจากเรือบรรทุกในแนวนอน แล้วยกให้ตั้งตรงในแนวตั้งโดยการเปิดวาล์วเพื่อปล่อยอากาศที่อัดไว้ให้ขาแท่นค่อยๆ จมลง และปรับตำแหน่งให้ตั้งอยู่บนพื้นทะเลตามที่กำหนดไว้ โดยใช้อุปกรณ์ระบุตำแหน่ง (Positioning equipment) และมีนักประดาน้ำทำหน้าที่ช่วยปรับตำแหน่งให้เหมาะสม หลังจากนั้นจึงตอกเสาเข็มผ่านโครงสร้างขาแท่นทั้ง 4 ขา เพื่อยึดโครงสร้างให้มั่นคง
- การติดตั้งโครงสร้างส่วนบนของแท่นหลุมผลิต (Topside module installation) โดยนำโครงสร้างส่วนบนของแท่น (Topside) มาวางประกอบบนโครงสร้างส่วนขา ซึ่งจะพอดีกับฐานรองรับทั้ง 4 ขา

รูปที่ 2.6-2: ตัวอย่างรูปแสดงขั้นตอนการติดตั้งแท่นหลุมผลิต



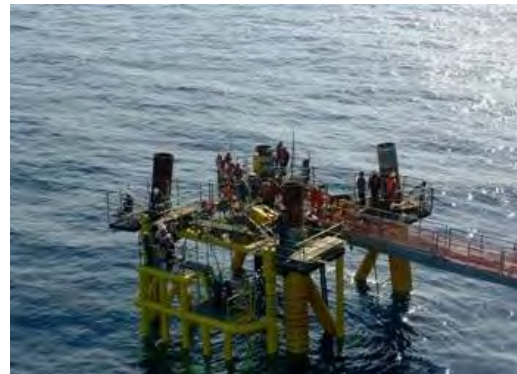
1. ยกโครงสร้างขาแท่นลง จากเรือบรรทุก ณ ตำแหน่งที่กำหนด



2. ปรับตำแหน่งขาแท่นให้อยู่ในแนวตั้ง



3. เริ่มตอกเสาเข็ม



4. ตอกเสาเข็มผ่านโครงสร้างขาแท่นทั้ง 4 ขา



5. ยกโครงสร้างส่วนบนมาติดตั้ง



6. แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเสร็จแล้ว

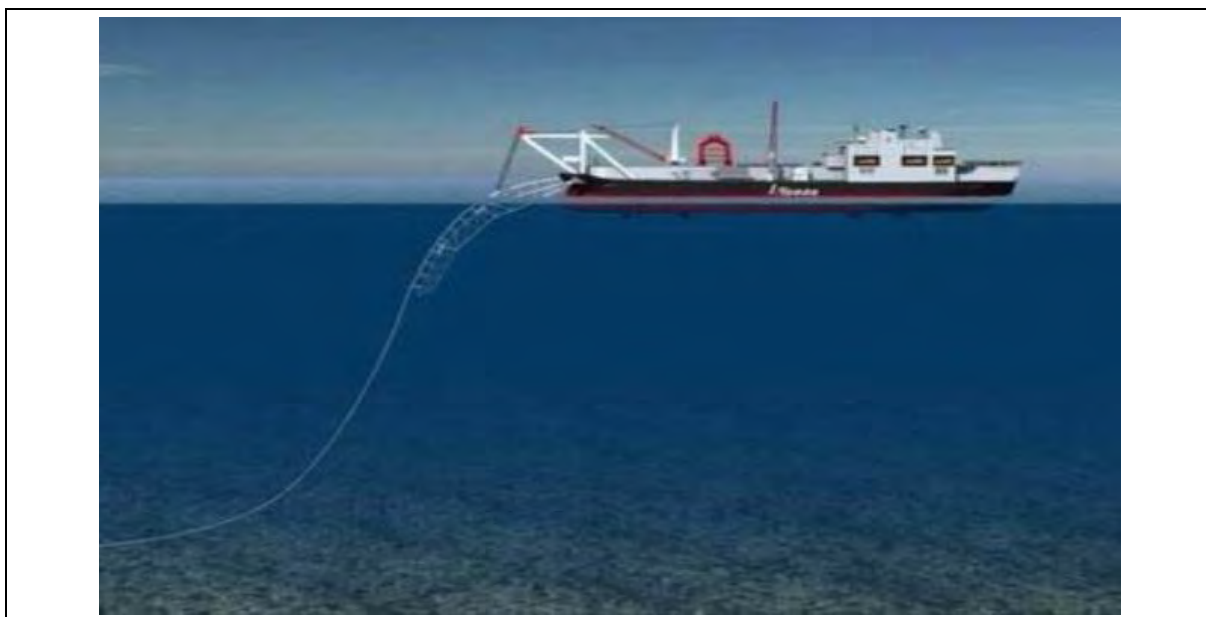
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

2.6.1.6 การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลและท่อยืน

2.6.1.6.(1) การวางท่อและการเชื่อมต่อ

แนวท่อขนส่งใต้ทะเลจะถูกติดตั้งโดยใช้เรือวางท่อ (รูปที่ 2.6-3) ด้วยวิธีการแบบ S-lay ซึ่งจะเชื่อมต่อท่อแต่ละท่อนบนเรือ ปรับให้เข้าตำแหน่ง และปล่อยลงสู่ทะเลจากทางด้านท้ายเรือ โดยจะควบคุมอัตราความเร็วในการปล่อยท่อลงสู่ทะเล และระมัดระวังไม่ทำให้ท่อหักหรือเกิดความเสียหายต่อโครงสร้างของท่อ ทั้งนี้การปฏิบัติงานในระยนี้จะใช้เรือจำนวนรวม 8 ลำ ได้แก่ เรือวางท่อ 1 ลำ เรือบรรทุกท่อ 2 ลำ เรือลากจูง 2 ลำ และเรือสนับสนุน 2 ลำ โดยใช้ระยะเวลาประมาณ 1 วันต่อการวางท่อประมาณ 1 กิโลเมตร

รูปที่ 2.6-3: ตัวอย่างรูปแสดงการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล



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

ในระหว่างการวางท่อ เรือวางท่อจะถูกยึดไว้กับที่ด้วยสมอจำนวน 8-10 ตัว ที่กระจายอยู่ในรัศมีประมาณ 1 กิโลเมตร ซึ่งหลังจากที่ท่อได้ถูกปล่อยลงไปยังพื้นที่ท้องทะเลที่ตำแหน่งที่กำหนดแต่ละช่วงแล้ว โดยไม่มีการขุดลอกหรือฝังกลบ เรือวางท่อจะเคลื่อนที่ไปด้านหน้าตามแนวสมอ และจะวางสมอใหม่ไปทางด้านหน้าเป็นระยะทางประมาณ 1 กิโลเมตร โดยจะทำซ้ำต่อไปจนถึงตำแหน่งปลายทางที่กำหนด เพื่อรักษาทิศทางของแนวท่อให้เป็นไปตามที่กำหนด ส่วนการเปลี่ยนทิศทางของแนวท่อจะเป็นวงกว้าง รัศมีของวงเลี้ยวประมาณ 1.5-3.0 กิโลเมตร เพื่อให้ท่อขนส่งใต้ทะเลยังสามารถโค้งงอได้และไม่เกิดความเสียหาย ทั้งนี้ โครงการฯ อาจใช้ระบบการกำหนดและควบคุมตำแหน่ง (Dynamic Positioning System หรือ DP) เพื่อรักษาตำแหน่งของเรือวางท่อและแนวท่อขนส่งใต้ทะเลได้อีกวิธีหนึ่ง

เมื่อวางท่อขนส่งใต้ทะเลมาถึงแท่นหลุมผลิตที่กำหนดไว้ นักประดาน้ำจะเชื่อมต่อกับท่อยืน (Riser) ที่ส่วนต่อขยาย (Expansion offsets) บริเวณปลายด้านล่างของท่อยืนโดยใช้ส่วนเชื่อมต่อ (Spool) ที่จะสร้างขึ้นบนเรือวางท่อตามระยะทางที่เหลืออยู่ระหว่างท่อขนส่งใต้ทะเลและส่วนต่อขยาย ทั้งนี้ท่อยืนจะได้รับการติดตั้งมาพร้อมกับแท่นหลุมผลิตตั้งแต่พื้นที่ก่อสร้างบนฝั่ง และปลายท่อยืนด้านบนจะถูกเชื่อมต่อเข้ากับระบบท่อต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต รวมทั้งระบบกระสวยทำความสะอาดท่อ (Pig) สำหรับการทำงานของนักประดาน้ำจะใช้ระบบ Saturation diving system (การดำแบบอิ่มตัว) เพื่อความปลอดภัยในการทำงานใต้น้ำลึกเป็นเวลานาน

2.6.1.6.(2) การป้องกันการกัดกร่อนของท่อขนส่งใต้ทะเล

โครงการฯ จะใช้วิธี Cathodic protection สำหรับการป้องกันการกัดกร่อนของท่อขนส่งใต้ทะเล โดยจะใช้วัสดุที่มีคุณสมบัติในการจ่ายประจุ (Sacrificial anode) ดีกว่าท่อขนส่งใต้ทะเล เช่น อลูมิเนียม หรืออัลลอยของสังกะสี ติดเข้ากับท่อในขณะที่ประกอบบนเรือวางท่อ ซึ่ง Sacrificial anode จะทำหน้าที่ป้องกันการกัดกร่อนของท่อที่เกิดจากการสูญเสียประจุ (Electrolytic corrosion) โดยการปล่อยประจุแทนท่อขนส่งใต้ทะเล

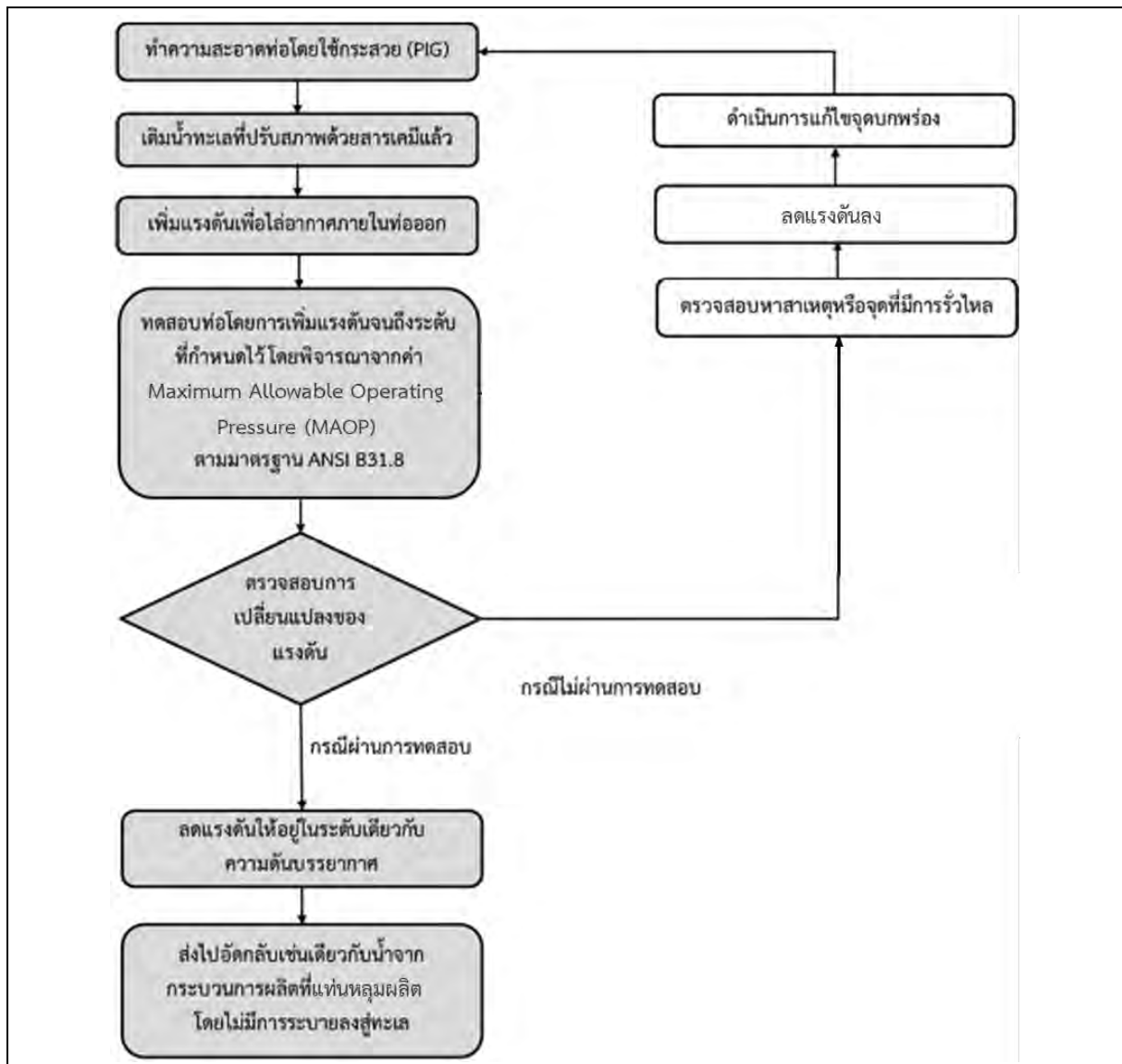
2.6.1.6.(3) การทดสอบท่อ

ภายหลังการวางท่อและเชื่อมต่อท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ากับท่อเย็นเสร็จสิ้น จะตรวจสอบรอยรั่วด้วยแรงดันน้ำ (Hydro testing) ตามมาตรฐาน ASME/ANSI 31.8 Piping for Gas Transmission ตามขั้นตอนดังแสดงในรูปที่ 2.6-4 โดยเป็นการดำเนินการในระบบปิด และจะจัดการน้ำจากการทดสอบท่อด้วยการอัดกลับลงหลุมอัดน้ำกลับเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่สิ่งแวดล้อมในทะเล หลังจากนั้นจะใช้กระสวย (PIG) ทำความสะอาดท่อ และทำให้แห้งด้วยระบบสุญญากาศ แล้วเติมก๊าซไนโตรเจนเพื่อรักษาสภาพของท่อไว้จนกว่าจะเริ่มใช้งาน

ในระหว่างการทดสอบท่อและพบการรั่วหรือรอยรั่ว โครงการฯ จะซ่อมแซมรอยรั่วตาม Installation of submarine pipelines standard ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. โดยตรวจสอบตำแหน่งของรอยรั่วที่เกิดขึ้น แล้วส่งน้ำที่ใช้ในการทดสอบทั้งหมดไปอัดกลับลงหลุมอัดกลับ จากนั้นตัดส่วนที่ชำรุดด้วยหุ่นยนต์ควบคุมระยะไกล (ROV) หรือนักประดาน้ำ แล้วยกส่วนที่ชำรุดขึ้นเรือวางท่อเพื่อซ่อมแซมและตรวจสอบความเรียบร้อย โดยเมื่อแล้วเสร็จจะนำลงไปเชื่อมต่อกับท่อส่วนที่อยู่ใต้ทะเล และทดสอบซ้ำอีกครั้ง

น้ำที่ใช้ในการทดสอบท่อ คือ น้ำทะเลที่เติมสารเคมี Hydrosure O-3670RD ที่ประกอบด้วยสารกำจัดออกซิเจน (Oxygen scavenger) และสารกำจัดจุลชีพ (Biocide) ที่สามารถย่อยสลายได้และได้รับการยอมรับว่าไม่ทำลายสิ่งแวดล้อม เพื่อลดโอกาสในการเกิดการกัดกร่อนภายในท่อในระหว่างการทดสอบ รวมถึง Fluorescent LT dye หรือสีย้อมเพื่อช่วยในการค้นหาการรั่วของท่อขนส่งใต้ทะเล ทั้งนี้ สารเคมีทั้งสองเป็นสารที่ใช้ทั่วไปในการติดตั้งและทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล และสีย้อมเป็นสารที่มีโอกาสที่จะเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (Gold) ดังแสดงในตารางที่ 2.6-1 โดยพิจารณาจากระดับความเป็นอันตราย (Hazard quotient) ของสารเคมีที่ประเมินความเป็นอันตรายด้วยแบบจำลอง Chemical Hazard and Risk Management Model (CHARM Model) ในระบบ Offshore Chemical Notification Scheme (OCNS) ของ Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science (CEFAS) แห่งสหราชอาณาจักร ซึ่งพิจารณาระดับความเป็นอันตราย (Hazard Quotient) ของสารเคมีที่ใช้ในอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แล้วแบ่งระดับโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมจากมากไปน้อย โดยแบ่งเป็น 6 ระดับ คือ Purple, Orange, Blue, White, Silver และ Gold รวมทั้งเป็นสารที่ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม (List of Substances/Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment หรือ PLONOR) ของ OSLO/Paris Convention (OSPAR) for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic

รูปที่ 2.6-4: ขั้นตอนการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ



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

ตารางที่ 2.6-1: สารเคมีที่ใช้ผสมกับน้ำทะเลในการทดสอบท่อ

สารเคมี	องค์ประกอบหลัก	หน้าที่การใช้ประโยชน์	ระดับความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมตาม OCNS Group ⁽¹⁾	ระดับความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อมตาม OSPAR ⁽²⁾	ความเข้มข้นที่ใช้
Hydrosure O-3670R	Ammonium bisulphite 10-30%	สารกำจัดออกซิเจน	ไม่มีข้อมูล	ไม่มีความเสี่ยง	350-500 ppm
	Quaternary ammonium chloride 10-30% Ethanediol <1%	กำจัดจุลชีพ		-	
	Di-propylene Glycol Monomethyl Ether (DPM) 1-10%	สารทำละลาย		-	
Fluorescein Liquid dye	Sodium carbonate 10-30%	สีย้อม	Gold	ไม่มีความเสี่ยง	50 ppm

หมายเหตุ: (1) หมายถึง ระดับความเป็นอันตราย (Hazard quotient) ของสารเคมีที่ประเมินความเป็นอันตรายด้วยแบบจำลอง Chemical Hazard and Risk Management Model (CHARM Model) ในระบบ Offshore Chemical Notification Scheme (OCNS) ของ Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science (CEFAS) แห่งสหราชอาณาจักร โดยแบ่งระดับโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมจากมากไปน้อย เป็น 6 ระดับ ได้แก่ Purple, Orange, Blue, White, Silver และ Gold

(2) หมายถึง สารเคมีที่อยู่ในรายการสารเคมีที่ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม (List of Substances/Preparations Used and Discharged Offshore which Are Considered to Pose Little or No Risk to the Environment หรือ PLONOR) ของ OSLO/Paris Convention (OSPAR) for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic

- หมายถึง ไม่แสดงข้อมูล

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

น้ำทะเลที่ใช้ในการทดสอบท่อ 1 ครั้ง มีปริมาณสูงสุดประมาณ 1,140 ลูกบาศก์เมตร (คำนวณจากท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลที่ยาวที่สุด เชื่อมต่อระหว่างแท่นหลุมผลิต AWP49 และ AWP9 ยาวประมาณ 10 กิโลเมตร) หรือเฉลี่ยประมาณ 365 ลูกบาศก์เมตร ต่อการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล 1 แนว

2.6.1.6.(4) การตรวจสอบท่อ

หลังจากการวางท่อและทดสอบท่อแล้วเสร็จ โครงการฯ จะตรวจสอบสภาพภายนอกของท่อขนส่งใต้ทะเล โดยใช้หุ่นยนต์ควบคุมระยะไกล (ROV) ถ่ายภาพ เพื่อให้มั่นใจว่าได้ติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลตามตำแหน่งที่วางแผนไว้ ส่วนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับท่อขนส่งใต้ทะเลในระยะผลิตปิโตรเลียม จะใช้กระสวย (PIG) เพื่อตรวจสอบสภาพภายใน และความหนาของท่อ รวมทั้งตรวจสอบสภาพภายนอกและระบบการป้องกันการกัดกร่อนตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่กำหนดไว้

2.6.2 ระยะการเจาะหลุมผลิต

การดำเนินงานระยะนี้จะครอบคลุมถึงการเจาะหลุมผลิต และการเตรียมหลุมผลิตทั้งที่แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติม และแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อให้สามารถนำปิโตรเลียมจากแหล่งกับเก็บขึ้นมายังแท่นหลุมผลิตได้ ตามแผนการพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการฯ และหลุมอัดกลับก๊าซสำหรับระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ที่โครงการฯ วางแผนจะนำมาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน โดยมีวิธีการดำเนินงานแต่ละหลุมเหมือนกันตามคู่มือการเจาะ (Drilling Manual) ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และมีขั้นตอนดังนี้

2.6.2.1 การเคลื่อนย้ายและติดตั้งแท่นเจาะ

การเคลื่อนย้ายแท่นเจาะทั้งชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up rig) และชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender rig) จะต้องใช้เรือสนับสนุนจำนวน 2 ลำ ทำหน้าที่ลากจูงแท่นเจาะเข้ามายังตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ โดยระยะเวลาและระยะทางที่จะต้องใช้ในการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะมายังตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ จะขึ้นกับระยะห่างจากตำแหน่งที่แท่นเจาะปฏิบัติงานอยู่เป็นตำแหน่งสุดท้ายก่อนจะเข้ามาปฏิบัติงานในโครงการฯ และตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่จะมีการเจาะ โดยใช้ความเร็วในการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะประมาณ 3–5 นอต (หรือประมาณ 5.6–9.3 กิโลเมตรต่อชั่วโมง)

เมื่อเคลื่อนย้ายแท่นเจาะมาที่ตำแหน่งใกล้แท่นหลุมผลิต จะดำเนินการติดตั้งแท่นเจาะและอุปกรณ์ต่างๆ ให้พร้อมก่อนเริ่มปฏิบัติการเจาะหลุมผลิต โดยแท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้และชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ จะมีขั้นตอนการติดตั้งแตกต่างกันซึ่งสรุปได้ ดังนี้

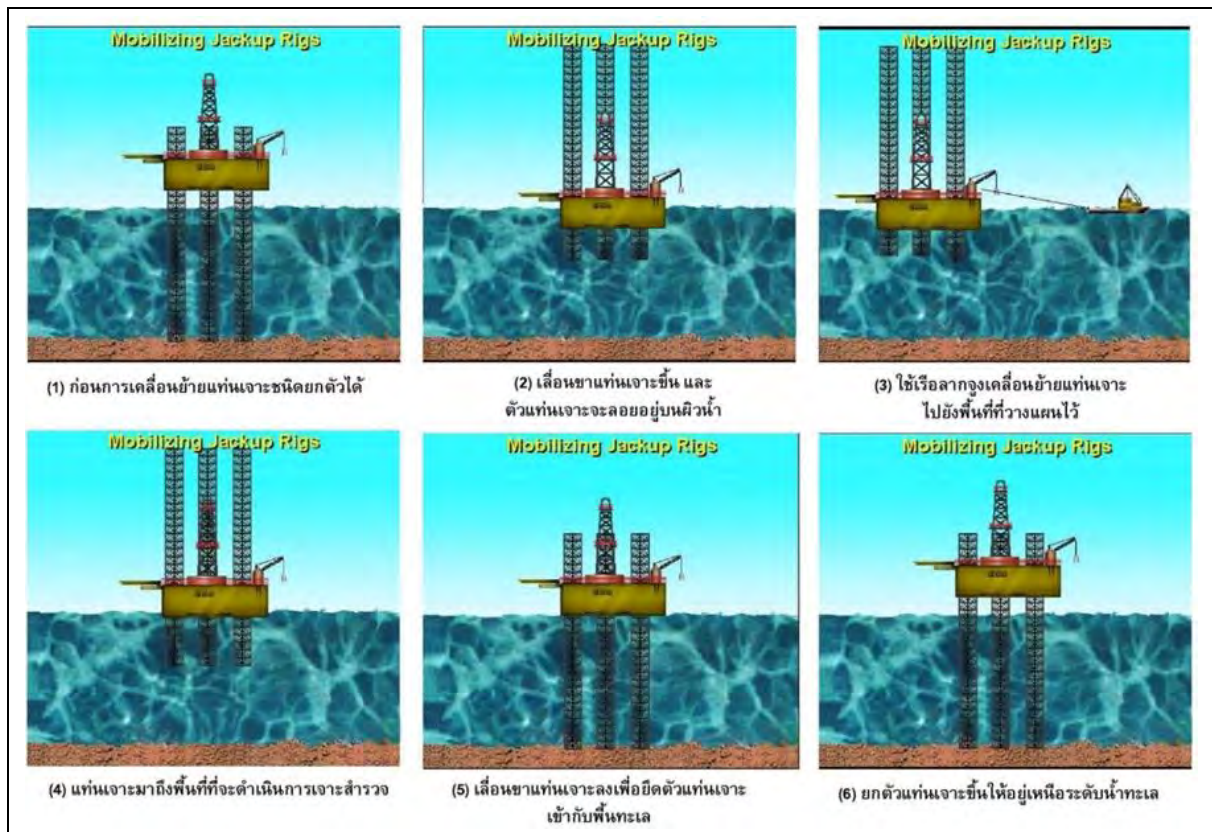
- กรณีที่โครงการฯ ใช้แท่นเจาะชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ (Jack-up rig) เมื่อเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้าสู่ตำแหน่งที่กำหนดไว้แล้ว จะหยั่งขาของแท่นเจาะลงไปถึงระดับพื้นท้องทะเล และยกกระดับแท่นเจาะให้พ้นจากผิวน้ำ โดยหลังจากที่ได้ปรับภาระการรับน้ำหนักของขาหยั่ง และยืนยันแล้วว่าขาหยั่งได้ยึดกับพื้นทะเลแล้ว แท่นเจาะจะยกตัวขึ้นไปในระดับที่สูงจากผิวน้ำประมาณ 32 เมตร โดยวัดจากระดับน้ำทะเลปานกลางถึงพื้นด้านล่างของตัวแท่นเจาะ ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.6-5
- กรณีที่โครงการฯ ใช้แท่นเจาะชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ (Tender rig) เมื่อเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้าสู่ตำแหน่งที่กำหนดไว้แล้ว จะยึดโยงกับโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตที่จะเจาะ โดยไม่ต้องหยั่งตืดกับพื้นทะเล จากนั้นจึงเคลื่อนย้ายปั้นจั่นสำหรับการเจาะ (Drilling derrick) และอุปกรณ์ประกอบบางส่วนไปไว้บนโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตก่อนเริ่มปฏิบัติงาน

ทั้งนี้ การเคลื่อนย้ายและติดตั้งแท่นเจาะระหว่างแท่นหลุมผลิตภายในพื้นที่โครงการฯ คาดว่าจะใช้ระยะเวลาประมาณ 3 และ 7 วัน สำหรับแท่นเจาะทั้งชนิดหยั่งตืดพื้นทะเลแบบยกตัวได้ และชนิดลอยที่มีลักษณะเป็นเรือเจาะ ตามลำดับ ทั้งนี้ ในช่วงการเคลื่อนย้ายและติดตั้งแท่นเจาะ การเจาะ และการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะออกจากพื้นที่โครงการฯ จะมีเรือสนับสนุนการดำเนินการต่างๆ เช่น

- การลากจูงแท่นเจาะ
- การขนย้ายวัสดุอุปกรณ์ขณะติดตั้งแท่นเจาะและระหว่างการเจาะ
- ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ระหว่างแท่นเจาะและฐานสนับสนุนบนฝั่ง

- การประสานงานกับเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมระบบการสื่อสาร (Radio Room) บนแท่นเจาะ ในการเฝ้าระวังเรืออื่นๆ เช่น เรือประมง หรือเรือพาณิชย์ ที่อาจแล่นอยู่ในทิศทางเข้าหาแท่นเจาะ โดยจะแจ้งเตือนผ่านระบบวิทยุสื่อสารไปยังเรือดังกล่าว ว่ามีการกำหนดเขตปลอดภัย 500 เมตร (คิดเป็นพื้นที่ประมาณ 0.8 ตารางกิโลเมตร) รอบแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต ตามข้อกำหนด ในกฎกระทรวง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 รวมถึงข้อกำหนด/ระเบียบที่เกี่ยวข้อง เพื่อขอความร่วมมือ ให้เปลี่ยนเส้นทางเดินเรือ และหลีกเลี่ยงการเข้ามาในพื้นที่ดังกล่าวเพื่อป้องกันการเกิดอุบัติเหตุ

รูปที่ 2.6-5: ตัวอย่างการติดตั้งแท่นเจาะชนิดหยั่งติดพื้นทะเลแบบยกตัวได้



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

2.6.2.2 การเจาะหลุมผลิต

2.6.2.2.(1) การออกแบบหลุมผลิต

โครงการฯ ได้รวบรวมผลการศึกษาข้อมูลด้านธรณีวิทยาในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ทั้งจากการศึกษาข้อมูลหัตถภูมิ และข้อมูลที่ได้จากการสำรวจด้วยวิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือน การเจาะหลุมสำรวจ และการเจาะหลุมผลิตที่ดำเนินการไปแล้ว ซึ่งพบว่า โครงสร้างธรณีวิทยามีบริเวณพื้นที่โครงการ เป็นโครงสร้างที่เกิดจากรอยเลื่อนปกติวางตัวในแนวเหนือใต้ โดยมีแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมอยู่ในช่วงความลึกประมาณ 1,000-3,000 เมตร และมีลำดับชั้นหินในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ดังแสดงในรูปที่ 2.6-6 ซึ่งสามารถระบุตำแหน่งของรอยเลื่อน ประเภท และขอบเขต ของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิตดังแสดงในรูปที่ 2.6-7

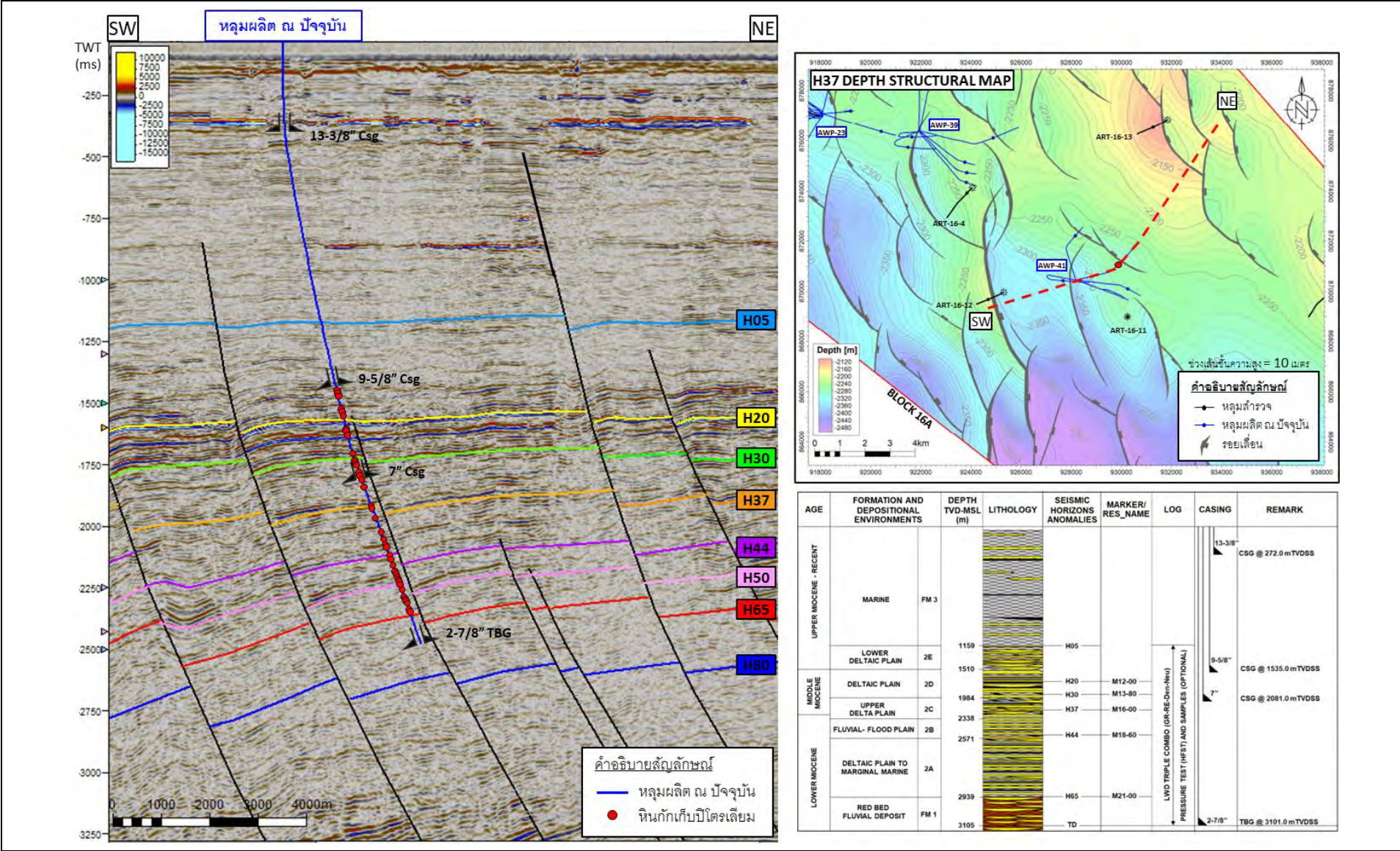
จากข้อมูลการสำรวจดังกล่าว สามารถกำหนดตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และการออกแบบหลุมผลิต ได้แก่ การกำหนดตำแหน่ง ขอบเขต และระดับความลึกของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิต ข้อมูลลักษณะและคุณสมบัติของชั้นหินแต่ละชั้น แหล่งก๊าซระดับตื้น ตำแหน่งรอยแยก และรอยเลื่อนต่างๆ รวมถึงการระบุความเสี่ยงต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นในระหว่างการเจาะผ่านชั้นหินแต่ละช่วง โดยจากข้อมูลต่างๆ ที่รวบรวมได้นี้ โครงการฯ ได้นำมาใช้ออกแบบหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ซึ่งสรุปได้ ดังนี้

- ออกแบบให้เป็นหลุมแบบแคบ (Slim hole) ตามมาตรฐานและใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยในปัจจุบันของอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย
- ความลึกในแนวตั้งที่แท้จริง (True Vertical Depth หรือ TVD) ของหลุมผลิตที่ลึกที่สุด คือ 3,200 เมตร โดยพิจารณาจากระดับความลึกของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิต
- มีความลึกที่วัดในแนวหลุม (Measure Depth หรือ MD) เฉลี่ย 4,000-5,300 เมตร โดยพิจารณาจากตำแหน่งและการจัดเรียงของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะดำเนินการผลิต และตำแหน่งของแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ
- ขนาดของหลุมและท่อกรู ซึ่งแบ่งเป็น 3-5 ช่วง เพื่อให้เหมาะสมกับระดับความดันของหลุม ความหนาและคุณสมบัติของชั้นหินในแต่ละชั้น ตัวอย่างค่าความดันในชั้นหิน (Formation pressure profile) ที่พิจารณาสำหรับออกแบบการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ในพื้นที่แหล่งอาทิตย์ดังแสดงในรูปที่ 2.6-8 โดยหลุมแบบ 3 ช่วงจะต้องมีความดันในชั้นหินไม่เกิน 1.45 SG.EMW⁽¹⁾ และหลุมแบบ 4-5 ช่วงจะมีความดันในชั้นหินมากกว่า 1.45 SG.EMW ขึ้นไป

ทั้งนี้ การออกแบบหลุมผลิตแต่ละตำแหน่งจะต้องพิจารณาจากข้อมูลธรณีวิทยาและเป้าหมายของการผลิตในแต่ละตำแหน่ง ซึ่งต้องดำเนินการศึกษาข้อมูลเฉพาะสำหรับตำแหน่งนั้นๆ และรวบรวมข้อมูลจากการสำรวจที่เป็นปัจจุบันมากที่สุด เพื่อให้สามารถออกแบบหลุมให้มีประสิทธิภาพสูงที่สุดในทุกด้าน เพื่อรวบรวมข้อมูลที่เป็นประโยชน์ต่อการวางแผนพัฒนาในอนาคตและใช้ทรัพยากรสำหรับการดำเนินงานทั้งด้านงบประมาณและบุคลากรได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยโครงการฯ จะต้องจัดทำแผนการเจาะซึ่งรวมถึงออกแบบหลุมในแต่ละตำแหน่งเพื่อเสนอให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาก่อนเริ่มดำเนินการเจาะหลุมผลิตทุกตำแหน่ง

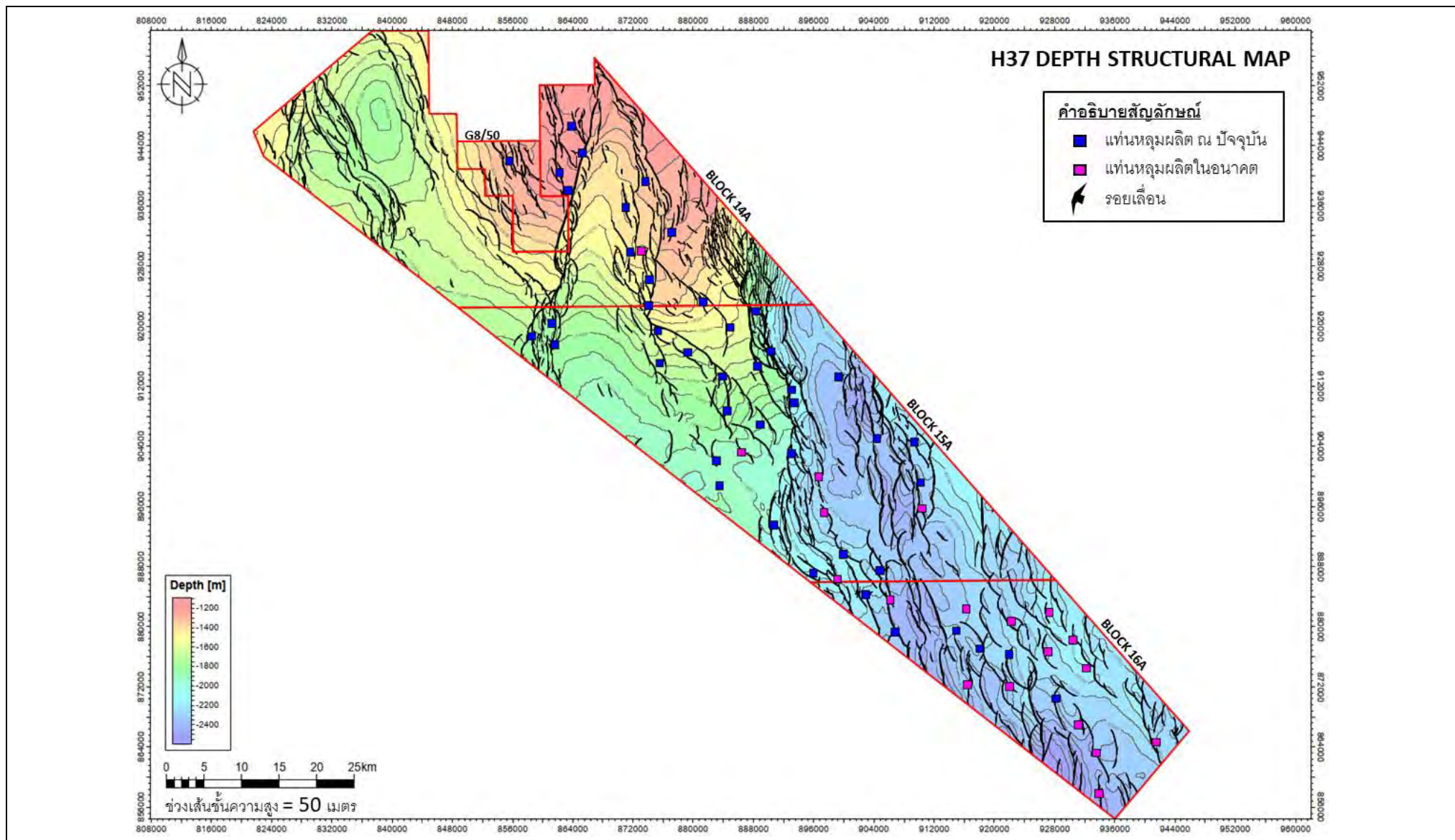
(1) SG EMW หรือ Specific Gravity Equivalent Mud Weight หมายถึง ความถ่วงจำเพาะเทียบเท่าน้ำหนักโคลนเจาะ

รูปที่ 2.6-6: ตัวอย่างแผนภาพแสดงลำดับชั้นหินในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งได้จากการสำรวจด้วยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน และการเจาะหลุมผลิตที่ดำเนินการไปแล้ว



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

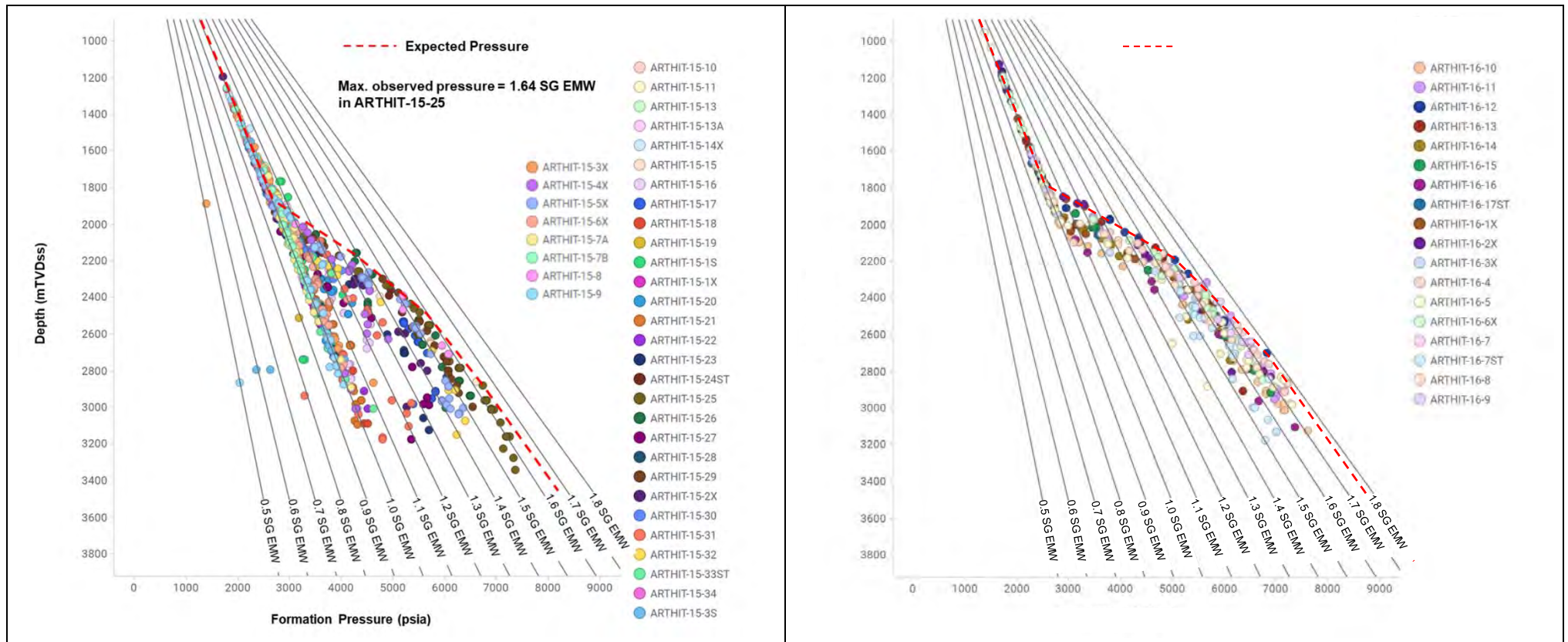
รูปที่ 2.6-7: โครงสร้างธรณีวิทยาบริเวณตำแหน่งที่ตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ



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

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

รูปที่ 2.6-8: ค่าความดันในชั้นหิน (Formation Pressure Profile) ที่พิจารณาสำหรับออกแบบหลุมผลิตในแหล่งอาทิตย์ตอนกลาง (ซ้าย) และอาทิตย์ใต้ (ขวา)



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

นอกจากนี้ ในรายงานฉบับนี้ได้เพิ่มเติมการออกแบบหลุมให้ครอบคลุมข้อมูลธรณีของแหล่งกักเก็บที่เป็นเป้าหมายของการเจาะหลุมผลิตทุกประเภท รวมถึงหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS โดยนำเสนอข้อมูลการออกแบบหลุมเป็น 3 กรณี คือ หลุมแบบ 3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง ดังแสดงขนาดของหลุม ขนาดของท่อกรู และระดับความลึกของหลุมแต่ละช่วง ในตารางที่ 2.6-2 และรูปที่ 2.6-9 จากเดิมที่นำเสนอไว้แบบเดียว คือ แบบ 4 ช่วง ในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

อย่างไรก็ตาม หลุมผลิตปิโตรเลียมส่วนใหญ่ของโครงการอาทิตย์จะเป็นหลุมแบบ 4 ช่วง และมีหลุมบางส่วนเท่านั้นที่จะเป็นหลุมแบบ 5 ช่วง และหลุมสำหรับอัดก๊าซในระบบ CCS จะเป็นหลุมแบบ 3 ช่วง โดยข้อมูลการออกแบบหลุม ดังแสดงในรูปที่ 2.6-10 ดังนั้น ในการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิต และกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้ โครงการฯ จึงได้พิจารณานำข้อมูลของการออกแบบหลุมผลิตแบบ 4 ระดับ ที่จะมีการเจาะมากที่สุดนำมาใช้สำหรับการประเมินผลกระทบ

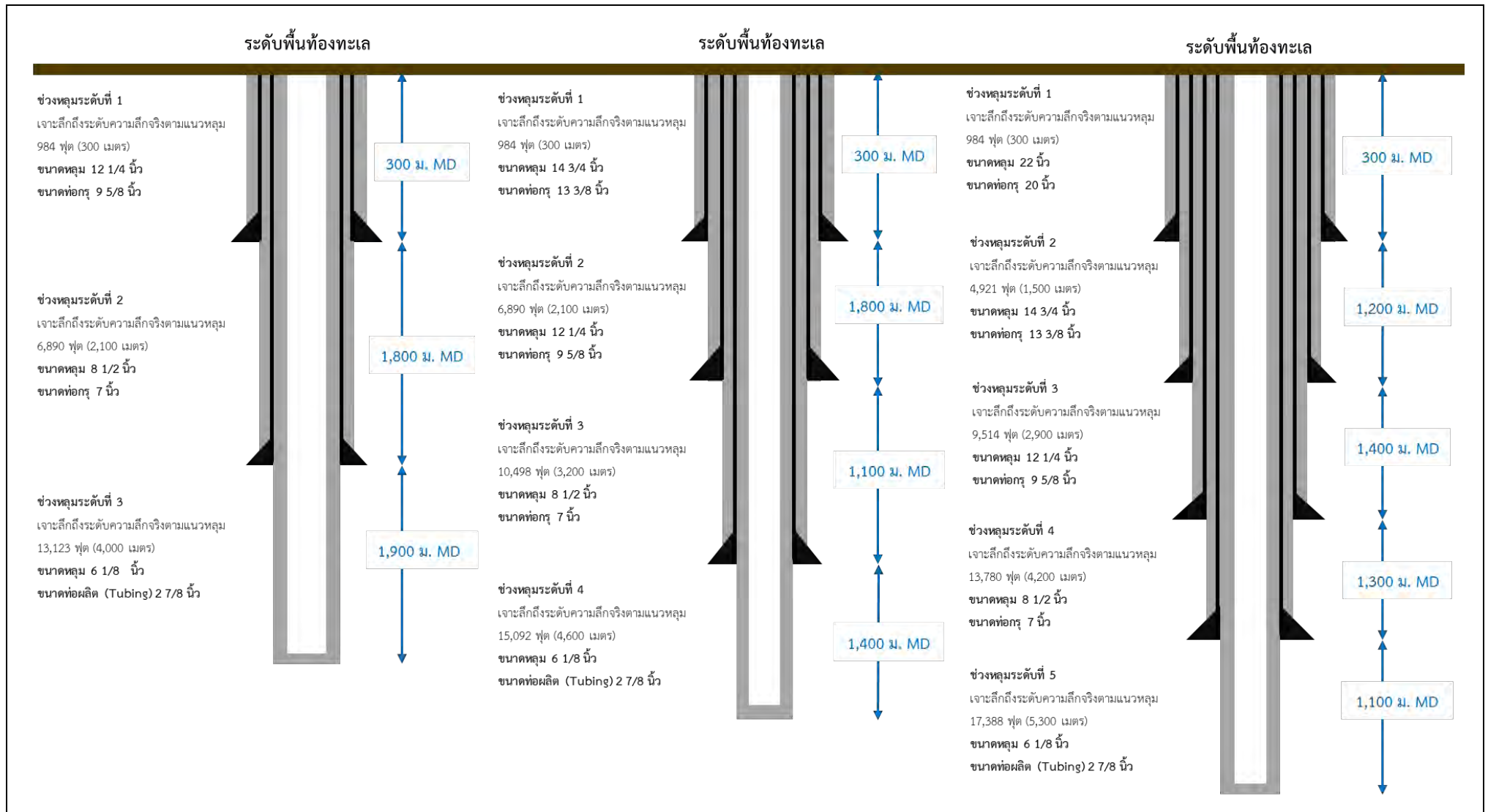
ตารางที่ 2.6-2: ขนาดของหลุม ท่อกรู และระดับความลึกของหลุมแต่ละช่วง สำหรับการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ

ช่วงของการเจาะ	เส้นผ่านศูนย์กลางหลุมเจาะ	เส้นผ่านศูนย์กลางของท่อกรู (ภายนอก)	ความลึกจริงตามแนวตั้ง (True Vertical Depth)*		ความลึกตามแนวหลุม (Measured Depth)*	
	นิ้ว	นิ้ว	ฟุต	เมตร	ฟุต	เมตร
กรณีหลุมแบบ 3 ช่วง						
ช่วงที่ 1	12 ¼	9 ⅝	984	300	984	300
ช่วงที่ 2	8 ½	7	4,593	1,400	6,890	2,100
ช่วงที่ 3	6 ⅞	3 ½	9,186	2,800	13,123	4,000
กรณีหลุมแบบ 4 ช่วง						
ช่วงที่ 1	14 ¾	13 ⅜	984	300	984	300
ช่วงที่ 2	12 ¼	9 ⅝	4,593	1,400	6,890	2,100
ช่วงที่ 3	8 ½	7	6,890	2,100	10,498	3,200
ช่วงที่ 4	6 ⅞	3 ½	10,498	3,200	15,092	4,600
กรณีหลุมแบบ 5 ช่วง						
ช่วงที่ 1	22	20	984	300	984	300
ช่วงที่ 2	14 ¾	13 ⅜	3,609	1,100	4,921	1,500
ช่วงที่ 3	12 ¼	9 ⅝	6,890	2,100	9,514	2,900
ช่วงที่ 4	8 ½	7	9,514	2,900	13,780	4,200
ช่วงที่ 5	6 ⅞	2 ⅞	10,498	3,200	17,388	5,300

หมายเหตุ: *ความลึกจริงตามแนวตั้ง (True Vertical Depth) และความลึกตามแนวหลุม (Measured Depth) ที่แสดงเป็นค่าความลึกสูงสุดที่คาดว่าจะพบในพื้นที่โครงการฯ โดยวัดจากระดับพื้นท้องทะเล

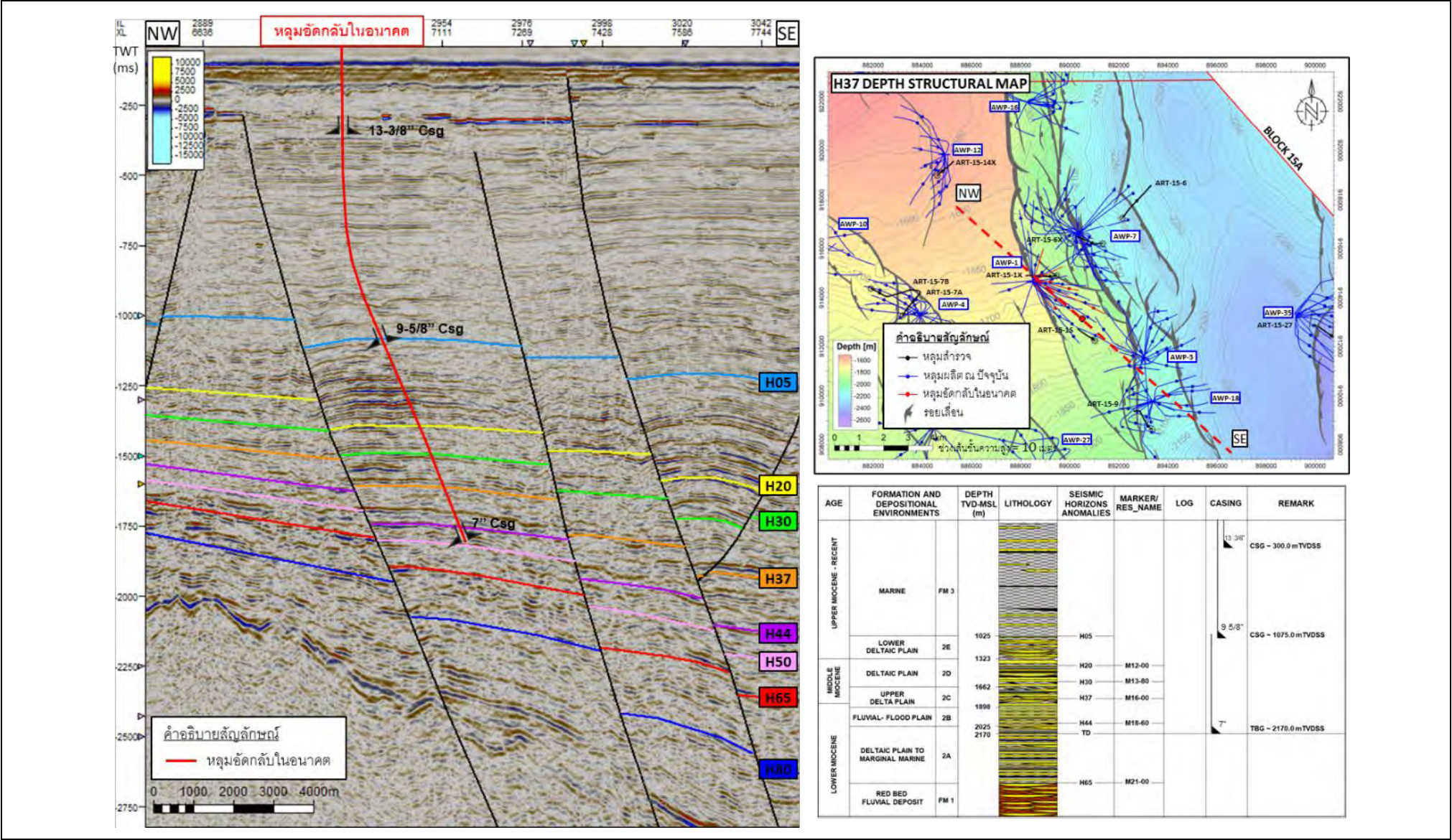
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

รูปที่ 2.6-9: แบบหลุมทั่วไปสำหรับการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์



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

รูปที่ 2.6-10: ข้อมูลและการออกแบบหลุมสำหรับอัดก๊าซในระบบ CCS ที่แท่นหลุมผลิต AWP1



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

2.6.2.2.(2) ขั้นตอนการเจาะหลุมผลิต

หลังจากที่แท่นเจาะได้รับการติดตั้งอย่างมั่นคง และอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นเจาะมีความพร้อมสำหรับเริ่มดำเนินการ จะเข้าสู่ขั้นตอนการเจาะหลุมผลิต โดยจะใช้หัวเจาะ (Drill bit) ซึ่งได้รับน้ำหนักที่ถ่ายจากอุปกรณ์ก้านเจาะ (Drill string) และท่อกรุ (Casing) รวมถึงก้านถ่วงน้ำหนัก (Drill collar) เพื่อกดแทรกหัวเจาะเข้าไปในชั้นดิน และสลับของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (Drilling fluid หรือโคลนเจาะ Drilling mud) ผ่านท่อเจาะ (Drill pipe) ดันออกมาทางหัวเจาะเพื่อช่วยตัดหินให้แตกออก จากนั้นจึงติดตั้งท่อกรุและยึดด้วยซีเมนต์ เพื่อช่วยให้ผนังของหลุมไม่พังทลายลง และป้องกันการรูดหรือหินหลุดเข้ามาในหลุม (หรือไม่ให้โคลนที่ใช้ในการเจาะไหลออกไป) และช่วยแยกชั้นหินออกจากหลุมด้วย

โดยการเจาะหลุมช่วงที่ 1 จะเป็นการเจาะในระบบเปิดเนื่องจากยังไม่ได้ติดตั้งท่อกรุ ดังนั้น เศษหินและของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะจะไหลออกสู่พื้นทะเลบริเวณปากหลุม ซึ่งจะเจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ จากนั้นจึงลงท่อกรุ และยึดท่อกรุให้แน่นกับผนังของหลุมด้วยซีเมนต์ แล้วจึงจะดำเนินการติดตั้งหัวหลุมและอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP)

หลังจากซีเมนต์ที่อัดไว้เพื่อยึดท่อกรุของหลุมช่วงที่ 1 แข็งตัวจึงจะเริ่มดำเนินการในช่วงหลุมถัดไป ตามที่ได้ออกแบบไว้ คือ เจาะหลุม ลงท่อกรุ และยึดท่อกรุกับผนังของหลุมให้แน่นด้วยซีเมนต์ ทั้งนี้ การเจาะในช่วงหลังจากที่มีท่อกรุของหลุมช่วงที่ 1 แล้ว เศษหินจะถูกนำกลับขึ้นมาแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกด้วยระบบแยกของแข็งที่อยู่บนแท่นเจาะ และหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะกลับไปใช้ใหม่ ส่วนเศษหินที่แยกได้จะปล่อยลงสู่ทะเล โดยจะดำเนินการเจาะจนถึงชั้นหินที่เป็นเป้าหมายของการเจาะตามการออกแบบหลุมที่ได้กำหนดไว้แล้ว

สำหรับขั้นตอนการเจาะหลุมแต่ละช่วง และการติดตั้งท่อกรุ สำหรับหลุมแต่ละแบบสามารถสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 2.6-3

ตารางที่ 2.6-3: สรุปขั้นตอนหลักของการเจาะหลุมแต่ละช่วง และการติดตั้งท่อกรู

ช่วงของหลุม	ขั้นตอนการเจาะสำหรับหลุมแต่ละแบบ		
	กรณีหลุมแบบ 3 ช่วง	กรณีหลุมแบบ 4 ช่วง	กรณีหลุมแบบ 5 ช่วง
ช่วงที่ 1	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 12 ¼ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ลงท่อกรูขนาด 9 ½ นิ้ว และติดตั้งหัวหลุมเข้ากับท่อกรูแล้วยึดท่อกรูกับผนังของหลุมด้วยซีเมนต์ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ที่อยู่บนแท่นเจาะเข้ากับหัวหลุม	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 14 ¾ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ลงท่อกรูขนาด 13 ¾ นิ้ว และติดตั้งหัวหลุมเข้ากับท่อกรูแล้วยึดท่อกรูกับผนังของหลุมด้วยซีเมนต์ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ที่อยู่บนแท่นเจาะเข้ากับหัวหลุม	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 22 นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ลงท่อกรูขนาด 20 นิ้ว และติดตั้งหัวหลุมเข้ากับท่อกรูแล้วยึดท่อกรูกับผนังของหลุมด้วยซีเมนต์ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (BOP) ที่อยู่บนแท่นเจาะเข้ากับหัวหลุม
ช่วงที่ 2	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 8 ½ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 7 นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 12 ¼ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 9 ½ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 14 ¾ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 13 ¾ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์
ช่วงที่ 3	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 6 ½ นิ้ว เจาะไปจนถึงระดับความลึกสุดท้ายที่เป็นเป้าหมาย (Targeted depth) หรือชั้นกักเก็บปิโตรเลียมติดตั้งท่อผลิตขนาด 2 ⅞ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 8 ½ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 7 นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 12 ¼ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 9 ½ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์
ช่วงที่ 4	-	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 6 ½ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกสุดท้ายที่เป็นเป้าหมาย (Targeted depth) หรือชั้นกักเก็บปิโตรเลียมติดตั้งท่อผลิตขนาด 2 ⅞ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 8 ½ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกที่กำหนดไว้ติดตั้งท่อกรูขนาด 7 นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์
ช่วงที่ 5	-	-	<ul style="list-style-type: none">ใช้หัวเจาะขนาด 6 ½ นิ้ว เจาะจนถึงระดับความลึกสุดท้ายที่เป็นเป้าหมาย (Targeted depth) หรือชั้นกักเก็บปิโตรเลียมติดตั้งท่อผลิตขนาด 2 ⅞ นิ้ว และยึดกับผนังของหลุมไว้ด้วยซีเมนต์
ระยะเวลาในการเจาะ (วัน/ต่อหลุม)	6-8	15-20	25-30

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

2.6.2.2.(3) ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ

ก. ชนิดและองค์ประกอบของเหลวที่ใช้ในการเจาะ (Drilling Fluid หรือ Drilling Mud)

การใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ มีวัตถุประสงค์สำคัญดังนี้

- เป็นตัวกลางนำเศษหินขึ้นสู่ด้านบน
- ส่งกำลังและการหล่อลื่นลงไปให้กับหัวเจาะ
- ป้องกันการยุบตัวของหลุม
- รักษาอุณหภูมิของหลุมและหล่อลื่นการเจาะหลุม
- ป้องกันการไหลของของเหลวในชั้นหินเข้ามาในหลุม (ซึ่งจะทำให้เกิดการฟุ้ง)
- ทำให้เศษวัสดุต่างๆ เช่น เศษหิน และแบคไรต์ มีลักษณะแขวนลอยอยู่ในหลุม เพื่อรักษาแรงดันให้กดลงในหลุม ในขณะที่ไม่มีการไหลเวียน เช่น ในขณะที่ย่อถ่วงเจาะ เป็นต้น

ของเหลวที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ ประกอบด้วย ของเหลว 3 ประเภท ซึ่งมีคุณสมบัติสำคัญดังนี้

- **น้ำทะเลตามธรรมชาติ** เป็นของเหลวที่ใช้ในการเจาะที่เหมาะสมสำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 1 เนื่องจากเป็นช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินต่ำ
- **โคลนเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก (Water Based Mud หรือ WBM)** เป็นของเหลวที่ใช้ในการเจาะที่มีสารเติมแต่ง (Additives) ซึ่งช่วยให้สามารถเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูงกว่าระดับความดันที่จะใช้น้ำทะเลตามธรรมชาติได้
- **โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (Synthetic Based Mud หรือ SBM)** เป็นของเหลวที่มีสารสังเคราะห์ ผสมกับสารเติมแต่งต่างๆ ซึ่งเหมาะกับการเจาะช่วงหลุมที่มีความดันในชั้นหินสูง รวมถึงสามารถช่วยรักษาเสถียรภาพของชั้นหิน และป้องกันการบวมของชั้นดินเหนียว

ทั้งนี้ โครงการฯ จะเลือกใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะตามความเหมาะสมของคุณสมบัติของของเหลวกับความลึกของหลุมในแต่ละช่วง ดังแสดงในตารางที่ 2.6-4 โดยจะพิจารณาเลือกใช้ของเหลวช่วยเจาะที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุดเป็นลำดับแรก

ตารางที่ 2.6-4: สรุปทางเลือกสำหรับการใช้ของเหลวที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ

ช่วงของหลุม	ทางเลือกของเหลวที่ใช้ในการเจาะ		
	กรณีหลุมแบบ 3 ช่วง	กรณีหลุมแบบ 4 ช่วง	กรณีหลุมแบบ 5 ช่วง
ช่วงที่ 1	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM
ช่วงที่ 2	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM	<ul style="list-style-type: none">▪ น้ำทะเล▪ โคลนเจาะชนิด WBM
ช่วงที่ 3	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM
ช่วงที่ 4	-	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM
ช่วงที่ 5	-	-	<ul style="list-style-type: none">▪ โคลนเจาะชนิด SBM

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

ทั้งนี้ โคลนเจาะชนิด WBM และ SBM มีองค์ประกอบโดยทั่วไป หน้าที่การใช้ประโยชน์ และปริมาณการใช้งานสำหรับการเจาะหลุมผลิต 1 หลุม ดังแสดงในตารางที่ 2.6-5 โดยปริมาณที่ใช้ต่อหลุมเป็นปริมาณสูงสุดที่คาดการณ์จากข้อมูลการเจาะที่ผ่านมาในพื้นที่ดำเนินการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งต้องมีการปรับเปลี่ยนปริมาณไปตามสภาพการปฏิบัติงานจริงในแต่ละตำแหน่ง เพื่อให้เหมาะสมกับลักษณะทางธรณีวิทยาของชั้นหิน และความดันของหลุม

ข. คุณสมบัติของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบในของเหลวที่ใช้ในการเจาะ

ผลจากการตรวจสอบข้อมูลความเป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM กับข้อมูลระดับความเป็นอันตรายของสารเคมีที่ใช้ในอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามที่ระบุใน Lists of Notified and Ranked Product ตามข้อกำหนดใน Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) ที่มีการแบ่งความอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมของสารเคมีในรายการของสารเคมีที่จัดอยู่ในกลุ่ม Non-CHARMable Products ออกเป็น 5 ระดับ คือ A, B, C, D, และ E (A เป็นกลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมมากที่สุด และ E เป็นกลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด) และสำหรับกลุ่มที่สามารถประเมินความเป็นอันตรายด้วย Chemical Hazard And Risk Management model (CHARM) ออกเป็น 6 ระดับ คือ Purple, Orange, Blue, White, Silver และ Gold (Purple เป็นกลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมมากที่สุด และ Gold เป็นกลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด) พบว่าส่วนใหญ่อยู่ในกลุ่ม C-E และ Gold รวมทั้งพบว่า สารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ส่วนใหญ่ อยู่ในรายการสารเคมีที่ไม่มีความเสี่ยงที่จะเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม (Pose Little Or No Risk to the Environment (PLONOR)) ตาม Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic (หรือข้อตกลง OSPAR ซึ่งเป็นการรวมกลุ่มกันของ 15 ประเทศในยุโรปเพื่อปกป้องคุ้มครองสิ่งแวดล้อมในทะเล) ดังแสดงในตารางที่ 2.6-6

ทั้งนี้ ในรายงานฉบับนี้ได้เปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งมีข้อมูลในรายการของ HOCNF ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

ตารางที่ 2.6-5: องค์ประกอบทั่วไปของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด WBM และ SBM และคาดการณ์ปริมาณการใช้เฉลี่ยต่อ 1 หลุม สำหรับกรณีการออกแบบหลุมแบบ 5 ช่วง

ชื่อผลิตภัณฑ์ของสารเคมี	องค์ประกอบหลักทางเคมี	หน้าที่การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้ต่อหลุม	ความเข้มข้นเฉลี่ย (มิลลิกรัมต่อลิตร)
โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด WBM สำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 1				
Duotec	▪ Xanthan gum	เพิ่มความหนืดและลดการสูญเสียของเหลวในการเจาะ	1,400 กิโลกรัม	5,710
Barite	▪ Barium sulfate	เพิ่มน้ำหนัก	50,000 กิโลกรัม	228,100
Soda Ash	▪ Sodium carbonate	ปรับค่า pH	175 กิโลกรัม	1,430
โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด WBM สำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 2				
Duotec	▪ Xanthan gum	เพิ่มความหนืดและลดการสูญเสียของเหลวในการเจาะ	2,000 กิโลกรัม	1,430
Barite	▪ Barium sulfate	เพิ่มน้ำหนัก	38,000 กิโลกรัม	121,000
Soda Ash	▪ Sodium carbonate	ปรับค่า pH	400 กิโลกรัม	1,430
MI-PAC UL	▪ Poly anionic cellulose	เคลือบผนังหลุม	2,000 กิโลกรัม	8,560
Poly-Plus Dry	▪ Polymer	เพิ่มความเสถียรของชั้นหินในหลุมเจาะ	750 กิโลกรัม	1,430
Solacide	▪ 2,2'","2"-(hexahydro-1,3,5-triazine-1,3,5-triyl) triethanol ▪ Tetrasodium ethylenediaminetetraacetate ▪ 2-aminoethanol	ป้องกันการเจริญเติบโตของจุลินทรีย์	175 กิโลกรัม	1,430
โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM สำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 3-5				
Saraline 185V	▪ Distillates (Fischer-Tropsch), C8-26 – branched and linear	องค์ประกอบหลักของของเหลวที่ใช้ในการเจาะ	15-75 ลูกบาศก์เมตร	489,200
VG-Plus	▪ Crystalline silica (impurity)	เพิ่มความหนืด และลดการสูญเสียของเหลวในการเจาะ	350-1,000 กิโลกรัม	8,600
Lime	▪ Calcium hydroxide	ปรับค่า pH	650-1,850 กิโลกรัม	17,120
Versacoat IC	▪ Hydrocarbons, C11-C14, n-alkanes, isoalkanes, cyclics, <2% aromatics ▪ Fatty acids, tall-oil, reaction products with diethylenetriamine, maleic anhydride, tetraethylenepentamine and triethylenetetramine ▪ Hydrocarbons, C13-C16, isoalkanes, cyclics, <2% aromatics ▪ 2-methylpropan-1-ol หรือ Isobutanol	ช่วยทำให้น้ำกับน้ำมันรวมตัวกันได้	2-6 ลูกบาศก์เมตร	42,900

ตารางที่ 2.6-5: องค์ประกอบทั่วไปของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด WBM และ SBM และคาดการณ์ปริมาณการใช้เฉลี่ยต่อ 1 หลุม สำหรับการออกแบบหลุมแบบ 5 ช่วง (ต่อ)

ชื่อผลิตภัณฑ์ของสารเคมี	องค์ประกอบหลักทางเคมี	หน้าที่การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้ต่อหลุม	ความเข้มข้นเฉลี่ย (มิลลิกรัมต่อลิตร)
โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM สำหรับการเจาะหลุมช่วงที่ 3-5 (ต่อ)				
Suremul EH	<ul style="list-style-type: none">Fatty acids, tall-oil, reaction products with diethylenetriamine, maleic anhydride, tetraethylenepentamine and triethylenetetramineHydrocarbons, C13-C18, n-alkanes, isoalkanes, cyclics, <2% aromatics2-butoxyethanol2-(2-Butoxyethoxy) ethanol	ช่วยทำให้น้ำกับน้ำมันรวมตัวกันได้	1-2 ลูกบาศก์เมตร	11,400
Ecotrol RD	<ul style="list-style-type: none">Silica, amorphous	ลดการสูญเสียของเหลวในการเจาะ	75-175 กิโลกรัม	1,430
Versatrol M	<ul style="list-style-type: none">Uintahite	ลดการสูญเสียของเหลวในการเจาะ	850-2,450 กิโลกรัม	22,800
Barite	<ul style="list-style-type: none">Barium sulfate	เพิ่มน้ำหนัก	16,000-41,000 กิโลกรัม	210,000-257,900
Calcium chloride	<ul style="list-style-type: none">Calcium chloride	ลดการขยายตัวของชั้นหิน	1,700 กิโลกรัม	17,120
HRP	<ul style="list-style-type: none">Fatty acids, C18-unsaturated, dimers, polymers with diethanolamine and diethylenetriamineTriethylene glycol monobutyl etherPropylene carbonate	เพิ่มความหนืด	175 กิโลกรัม	1,430
MUL XT	<ul style="list-style-type: none">Poly(oxy-1,2-ethanediyl), alpha-(carboxymethyl)-omega-(9-octadecenyl)-, (Z)- หรือ Glycolic acid ethoxylate oleyl ether	ช่วยให้เกิดการรวมตัวของน้ำกับน้ำมันภายใต้อุณหภูมิสูง	2 ลูกบาศก์เมตร	14,300

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

ตารางที่ 2.6-6: ข้อมูลความเป็นอันตรายต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเลของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนที่ใช้ในการเจาะ

ชนิดของโคลนเจาะ	ชื่อผลิตภัณฑ์ของสารเคมี	อยู่ในรายการ PLONOR หรือไม่ ⁽¹⁾	ระดับความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมตามรายการของ HOCNS ⁽²⁾	ข้อมูลความเป็นพิษต่อระบบนิเวศ ⁽³⁾		
				ความเป็นพิษต่อสาหร่าย	ความเป็นพิษต่อแพลงก์ตอนสัตว์ในกลุ่ม Crustaceans	ความเป็นพิษต่อลูกปลาวัยอ่อน
โคลนเจาะชนิด WBM	Duotec	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	Gold	-	-	-
	Barite	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	M-I Pac UL	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	Poly-Plus Dry	อยู่ในรายการ PLONOR	Gold	-	-	-
	Soda Ash	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	Solacide	-	-	EC ₅₀ -72h 1.01 มก./ล.	EC ₅₀ -72h 610 มก./ล.	LL ₅₀ -96h > 41 มก./ล.
โคลนเจาะชนิด SBM	Saraline 185V	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	E	LL ₅₀ > 100 มก./ล.	LL ₅₀ > 100 มก./ล.	LL ₅₀ > 100 มก./ล.
	VG-Plus	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	Lime	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	LC ₅₀ -96h 160 มก./ล.
	Versacoat IC	-	-	EC ₅₀ -48h 230 มก./ล.	EC ₅₀ -48h 1,300-1,933 มก./ล.	-
	Barite	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	Suremul EH	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	C	-	-	-
	Ecotrol RD	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	E	EC ₅₀ -72h 440 มก./ล.	EC ₅₀ -48h 7,600 มก./ล.	LC ₅₀ -96h 5,000 มก./ล.
	Versatrol M	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	Calcium chloride	อยู่ในรายการ PLONOR	E	-	-	-
	HRP	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	D	-	-	-
	MUL XT	ไม่อยู่ในรายการ PLONOR	C	-	-	-

หมายเหตุ: - หมายถึง ไม่มีข้อมูลระบุใน SDS

(1) PLONOR หมายถึง Pose Little Or No Risk to the Environment หรือ รายการสารเคมีที่พิจารณาว่าไม่มีความเสี่ยงที่จะเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม และอนุญาตให้สามารถระบายลงสู่ทะเลได้ ตามข้อตกลง OSPAR ซึ่งเป็นการรวมกลุ่มกันของ 15 ประเทศในยุโรปเพื่อปกป้องคุ้มครองสิ่งแวดล้อมในทะเล ดังแสดงใน **ภาคผนวกที่ 2.6-1**

(2) ระดับความเป็นอันตรายของสารเคมีที่ใช้ในอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามที่ระบุใน Lists of Notified and Ranked Product ตามข้อกำหนดใน Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) โดยกลุ่ม E หรือ Gold คือ กลุ่มที่มีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (Lowest Hazard) จากทั้งหมด 6 ระดับ สำหรับกลุ่มที่สามารถประเมินความเป็นอันตรายด้วย Chemical Hazard And Risk Management model (CHARM) คือ Purple, Orange, Blue, White, Silver และ Gold และจากทั้งหมด 5 ระดับ สำหรับกลุ่มที่ไม่สามารถประเมินความเป็นอันตรายโดยใช้ CHARM model (NON-CHARM) คือ A, B, C, D, และ E

(3) ผลจากการทดสอบความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเลตาม ที่ระบุไว้ในเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ดังแสดงรายละเอียดใน**ภาคผนวกที่ 2.6-1**

EC₅₀ (Effective Concentration for 50% of the test population) หมายถึง ความเข้มข้นของสารที่ส่งผลกระทบต่อตัวอย่างสัตว์ทดลองลดลงครึ่งหนึ่ง

LL₅₀ (Lethal loading rate for 50% of the test population) หมายถึง อัตราการรับสารที่ทำให้ตัวอย่างสัตว์ทดลองเสียชีวิตไปเป็นจำนวนครึ่งหนึ่งในกลุ่มที่ทำการทดลอง

LC₅₀ (Lethal concentration for 50% of the test population) หมายถึง ค่าความเข้มข้นของสารที่ทำให้ตัวอย่างสัตว์ทดลองเสียชีวิตไปเป็นจำนวนครึ่งหนึ่งในกลุ่มที่ทำการทดลอง

ที่มา: เอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ดังแสดงรายละเอียดใน**ภาคผนวกที่ 2.6-1**

นอกจากนี้ ผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลัน (Acute toxicity test) ของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ที่ผ่านมา ซึ่งเป็นชนิดเดียวกับที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน และ จะใช้สำหรับการเจาะหลุมผลิตตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป โดยเก็บตัวอย่างจากการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต AWP39 และ AWP41 ในปี พ.ศ. 2565 และทดสอบกับลูกกุ้งกุลาดำ (*Penaeus monodon*) ที่มีอายุ 15 วัน หลังจากเข้าสู่ระยะ Post larva (P15) พบว่า ค่า LC₅₀-96 ชั่วโมง ของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM มีค่ามากกว่า 1,000,000 มิลลิกรัมต่อลิตร (รายละเอียดในภาคผนวกที่ 2.6-2) ดังแสดงในตารางที่ 2.6-7 ดังนั้น จึงพิจารณา จัดว่าอยู่ในกลุ่มที่ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์กำหนดประเภทความเป็นพิษของ ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Swan, 1994) และจากการทบทวนข้อมูลในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการ ป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ซึ่งมีขั้นตอนการเจาะและ การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสอดคล้องตามมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการฯ พบว่า การเก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะ ก่อนที่จะปล่อยลงสู่ทะเลหลังจากผ่านระบบควบคุมของแท่นเจาะแล้ว เพื่อตรวจวิเคราะห์ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะในเศษหินจากการเจาะ โดยนำมาสกัดด้วยวิธี Waste extraction test และวิธี Leaching test ก่อนใช้วิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่า Total Threshold Limit Concentration (TTL) และ Soluble Threshold Limit Concentration (STLC) ซึ่งเป็นค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 จากการเจาะหลุมผลิตที่แท่น หลุมผลิต AWP39 ซึ่งอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์และมีการออกแบบหลุมและใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดเดียวกับ ของโครงการฯ พบว่า ปริมาณโลหะทุกดัชนีที่ตรวจวิเคราะห์มีค่าต่ำกว่าค่า TTL และ STLC จึงไม่จัดเป็นของเสีย อันตราย ดังแสดงในตารางที่ 2.6-8

ตารางที่ 2.6-7: ผลการทดสอบความเป็นพิษแบบเฉียบพลันของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ที่ใช้เจาะ หลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต AWP39 และ AWP41

โคลนที่ใช้ในการเจาะ	ผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลัน (Acute Toxicity Test) ค่า LC ₅₀ - 96 ชั่วโมง (มิลลิกรัม/ลิตร)	ประเภทความเป็นพิษของ ของเหลวที่ใช้ในการเจาะ ⁽¹⁾
โคลนเจาะชนิด WBM ในระหว่างการเจาะ ช่วงหลุมขนาด 8½" ที่แท่นหลุมผลิต AWP39	>1,000,000	ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic)
โคลนเจาะชนิด SBM ในระหว่างการเจาะ ช่วงหลุมขนาด 6⅝" ที่แท่นหลุมผลิต AWP39	>1,000,000	ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic)
โคลนเจาะชนิด WBM ในระหว่างการเจาะ ช่วงหลุมขนาด 8½" ที่แท่นหลุมผลิต AWP41	>1,000,000	ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic)
โคลนเจาะชนิด SBM ในระหว่างการเจาะ ช่วงหลุมขนาด 6⅝" ที่แท่นหลุมผลิต AWP41	>1,000,000	ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic)

หมายเหตุ: (1) อ้างอิงจากเกณฑ์ของ Swan (1994) โดยแบ่งเป็น 6 ระดับ ดังนี้

- ไม่มีความเป็นพิษ (non-toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ มากกว่า 100,000 มิลลิกรัม/ลิตร
- มีความเป็นพิษน้อยมาก (almost non-toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ ในช่วง 10,000 – 100,000 มิลลิกรัม/ลิตร
- มีความเป็นพิษต่ำ (slightly toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ ในช่วง 1,000-10,000 มิลลิกรัม/ลิตร
- มีความเป็นพิษปานกลาง (moderately toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ ในช่วง 100–1,000 มิลลิกรัม/ลิตร
- มีความเป็นพิษ (toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ ในช่วง 1-100 มิลลิกรัม/ลิตร
- มีความเป็นพิษมาก (very toxic) หมายถึงมีค่า LC₅₀ น้อยกว่า 1 มิลลิกรัม/ลิตร

ที่มา: ทดสอบความเป็นพิษแบบเฉียบพลันโดย ศูนย์วิจัยธุรกิจเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ (Aquaculture Business Research Center หรือ ABRC) ภาควิชาชีววิทยาประมง คณะประมง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ และบริษัท เอส ที เอส กรีน จำกัด (2565)

ตารางที่ 2.6-8: ผลการวิเคราะห์ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะในเศษหินจากการเจาะ ที่ดำเนินการที่แท่นหลุมผลิต AWP39 ในปี พ.ศ. 2565

ชนิดของโลหะ	ความเข้มข้นทั้งหมดของสิ่งเจือปน (มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักเปียก) (Total Threshold Limit Concentration หรือ TTLC)			ความเข้มข้นของน้ำสกัดของสิ่งเจือปน (มิลลิกรัมต่อลิตร) (Soluble Threshold Limit Concentration หรือ STLC)		
	MDL ⁽¹⁾	ผลการวิเคราะห์ ⁽²⁾	ค่ามาตรฐาน ⁽³⁾	MDL ⁽¹⁾	ผลการวิเคราะห์ ⁽²⁾	ค่ามาตรฐาน ⁽⁴⁾
สารหนู	0.04	2.19-6.06	≤500	0.0004	0.0107-0.0448	≤5.0
ปรอทรวม	0.10	0.11-0.53	≤20	0.0003	0.001-0.0025	≤0.2
แคดเมียมรวม	1.00	<1.00	≤100	0.02	<0.02	≤1.0
โครเมียม	2.50	<2.50-8.88	≤2,500	0.05	<0.02-0.19	≤5.0
ทองแดง	1.50	5.41-19.34	≤2,500	0.03	<0.03-0.23	≤25
นิกเกิล	2.00	7.21-16.59	≤2,000	0.04	0.09-1.22	≤20
ตะกั่ว	5.00	6.85-22.6	≤1,000	0.10	<0.10-0.23	≤5.0
สังกะสี	0.50	23.69-62.64	≤5,000	0.01	0.02-0.70	≤250
แบเรียม	5.00	277-4,142	≤10,000	0.10	0.40-5.79	≤100

หมายเหตุ: (1) MDL: Minimum Detecting Limit หรือ ปริมาณต่ำสุดที่สามารถตรวจวิเคราะห์ได้ในห้องปฏิบัติการ

(2) ผลการวิเคราะห์จากตัวอย่างของเศษหินจำนวน 9 ตัวอย่าง

(3) ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 ที่กำหนดตามค่าความเข้มข้นของสารอินทรีย์ และอนินทรีย์ในสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วทั้งหมด ในหน่วยความเข้มข้นทั้งหมดของสิ่งเจือปน (มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักเปียก) หากค่าที่วิเคราะห์ได้มีปริมาณที่เกินกว่าค่าที่กำหนดไว้ให้ถือเป็นของเสียอันตราย

(4) ค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 ที่กำหนดตามค่าความเข้มข้นของสารอินทรีย์ และอนินทรีย์ในสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้วที่ละลายได้ ในหน่วยความเข้มข้นของน้ำสกัดของสิ่งเจือปน (มิลลิกรัมต่อลิตร) หากค่าที่วิเคราะห์ได้มีปริมาณที่เกินกว่าค่าที่กำหนดไว้ให้ถือเป็นของเสียอันตราย

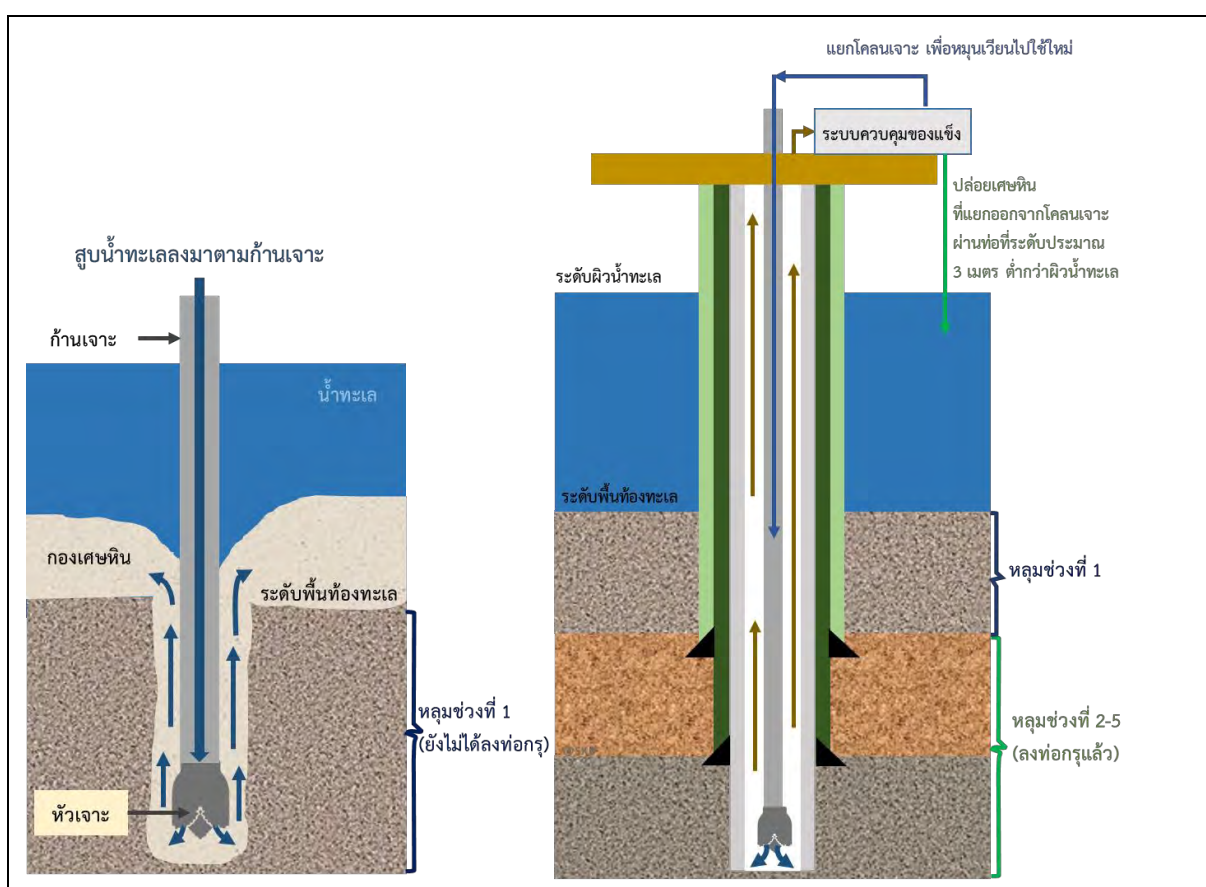
ที่มา รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ค. การจัดการของเหลวที่ใช้ในการเจาะ และเศษหินจากการเจาะ

การจัดการโคลนและเศษหินจากการเจาะทั้งหมดของโครงการฯ จะเป็นไปตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 โดยมีรายละเอียดของวิธีการจัดการเศษหินและของเหลวที่ใช้ในการเจาะ ดังนี้

การเจาะหลุมช่วงที่ 1 ซึ่งจะมีความลึกลงไปจากระดับพื้นท้องทะเลประมาณ 300 เมตร เป็นการเจาะในระบบเปิดเนื่องจากยังไม่ได้ติดตั้งท่อกรู ดังนั้น เศษหินและน้ำทะเลที่ใช้ในการเจาะจึงจะไหลออกสู่พื้นทะเลบริเวณปากหลุม สำหรับการเจาะในช่วงถัดไป ซึ่งลงท่อกรูของหลุมช่วงที่ 1 แล้ว เศษหินจะถูกนำกลับขึ้นมาแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกด้วยระบบแยกของแข็งที่อยู่บนแท่นเจาะ และหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะกลับไปใช้ใหม่ ส่วนเศษหินที่แยกออกมาได้จะปล่อยลงสู่ทะเลดังแสดงในรูปที่ 2.6-11

รูปที่ 2.6-11: การจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะในแต่ละช่วงของหลุมเจาะ



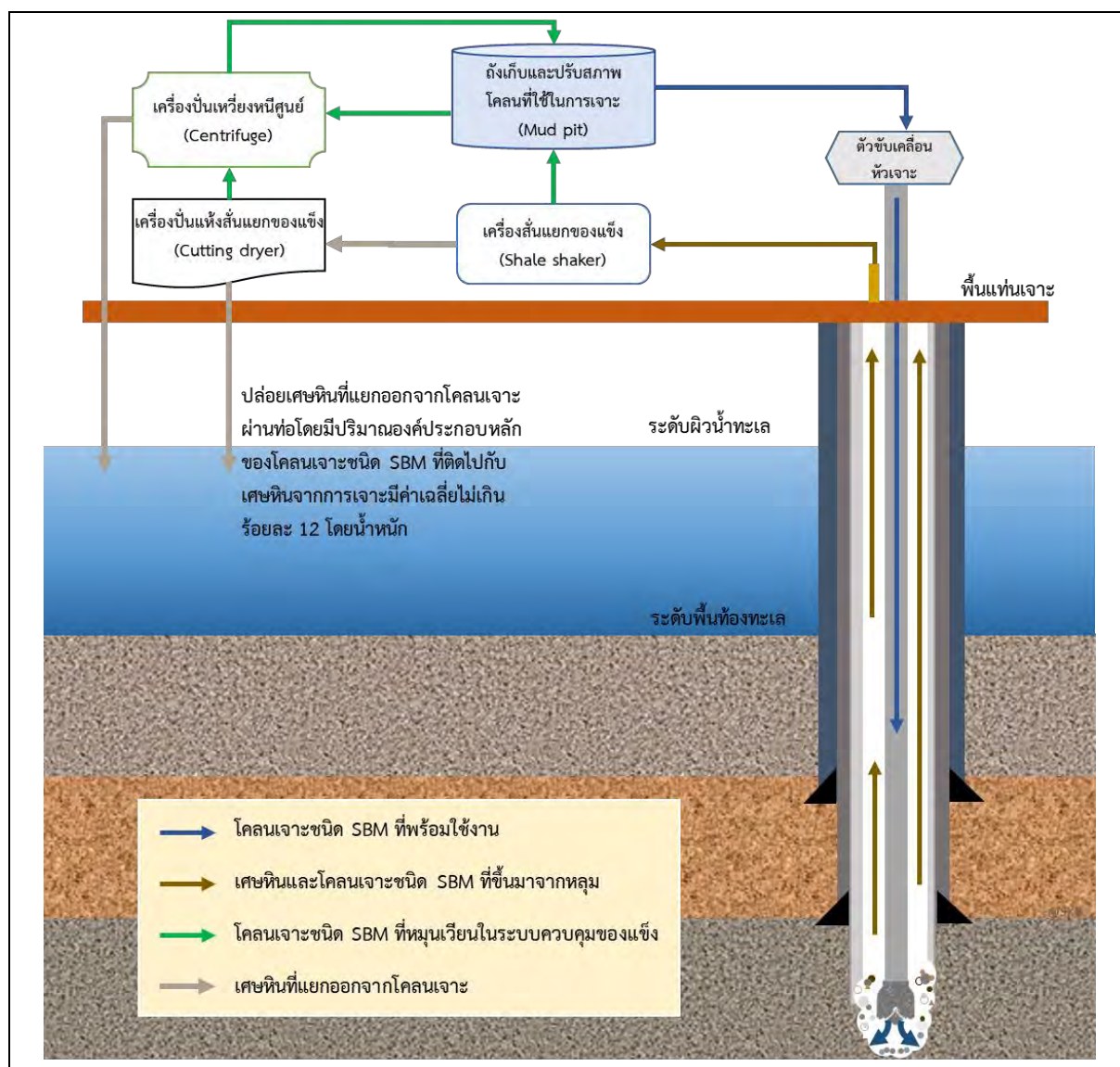
หมายเหตุ: รูปไม่ได้แสดงมาตราส่วน

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

ระบบการจัดการโคลนเจาะชนิด SBM

การเจาะหลุมในช่วงที่ใช้โคลนเจาะชนิด SBM โคลนเจาะจะถูกหมุนเวียนในระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Drilling fluid circulation system) ซึ่งเป็นระบบปิด (Closed-loop system) โดยโคลนที่ใช้ในการเจาะจะถูกสูบจากถังเก็บโคลน (Mud pit) ด้วยเครื่องสูบโคลน (Mud pump) บนแท่นเจาะ ลงไปทางก้านเจาะ (Drill pipe) และปล่อยออกสู่หัวเจาะ (Drill bit) ที่อยู่ในหลุม โคลนที่ใช้ในการเจาะจะช่วยนำพาเศษหินมาตามช่องว่างระหว่างก้านเจาะกับท่อกรู (Annulus) แล้วหมุนเวียนกลับขึ้นมาด้วยท่อหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mud return line) เข้าสู่ระบบควบคุมของแข็ง (Solids control system) บนแท่นเจาะ เพื่อแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินที่เกิดขึ้น โดยโคลนที่ใช้ในการเจาะที่แยกได้ จะถูกนำไปพักที่ถังเก็บโคลนเพื่อปรับปรุงคุณภาพ โดยการเติมสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลักและสารเติมแต่งในปริมาณที่เหมาะสมสำหรับการเจาะ และนำกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป ส่วนเศษหินที่แยกออกจากโคลนเจาะแล้ว ซึ่งมีโคลนเจาะติดไปด้วยไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนัก จะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ในระดับต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตรขึ้นไป ผังแสดงระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ ดังแสดงในรูปที่ 2.6-12

รูปที่ 2.6-12: ผังแสดงระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ



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

ระบบควบคุมของแข็ง (Solids control system) เป็นส่วนหนึ่งในระบบหมุนเวียนโคลนเจาะชนิด SBM ประกอบด้วยอุปกรณ์หลักต่างๆ ได้แก่ เครื่องสั่นแยกของแข็ง (Shale shaker) เครื่องปั่นแห้ง (Cutting dryer) และเครื่องปั่นเหวี่ยง (Centrifuge) โดยมีขั้นตอนการแยกโคลนที่ใช้ในการเจาะออกจากเศษหินสกริปได้ดังนี้

- โคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะ (ลูกศรสีน้ำตาลในรูปที่ 2.6-12) ที่ถูกหมุนเวียนขึ้นมาจากหลุมจะถูกส่งผ่านไปยังเครื่องสั่นแยกของแข็ง ซึ่งประกอบด้วย ชุดตะแกรงหลายขนาด เริ่มจากตะแกรงหยาบเพื่อแยกอนุภาคขนาดใหญ่ออกก่อน แล้วจึงส่งไปที่ตะแกรงละเอียดเพื่อแยกอนุภาคขนาดเล็กออก โดยโคลนที่ใช้ในการเจาะที่แยกได้ในขั้นตอนนี้ซึ่งยังมีเศษหินจากการเจาะขนาดเล็กรวมอยู่ด้วย จะถูกลำเลียงส่งไปยังถังเก็บโคลน (Mud pit) (ลูกศรสีเขียวในรูปที่ 2.5-12) ก่อนส่งต่อไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยง เพื่อปั่นแยกส่วนที่เป็นของแข็งที่มีน้ำหนักมากกว่าออกจากโคลนที่ใช้ในการเจาะซึ่งเป็นของเหลว ทั้งนี้ เพื่อส่งโคลนที่ใช้ในการเจาะที่แยกได้ไปปรับสภาพให้เหมาะสมก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้เจาะต่อไป (ลูกศรสีน้ำเงินในรูปที่ 2.6-12)
- เศษหินจากการเจาะที่มีอนุภาคขนาดใหญ่ (ลูกศรสีเทาในรูปที่ 2.6-12) ซึ่งติดอยู่บนตะแกรงของเครื่องสั่นแยกของแข็ง จะถูกส่งต่อไปยังเครื่องปั่นแห้ง เพื่อแยกน้ำโคลนออกจากเศษหินขนาดใหญ่ก่อนถูกระบายลงสู่ทะเล ส่วนโคลนที่ใช้ในการเจาะที่แยกได้จากเครื่องปั่นแห้งซึ่งยังมีเศษหินขนาดเล็กปนอยู่ จะถูกส่งต่อไปยังเครื่องปั่นเหวี่ยง เพื่อปั่นแยกส่วนที่เป็นของแข็งที่มีน้ำหนักมากกว่าออกจากโคลนที่ใช้ในการเจาะซึ่งเป็นของเหลว จากนั้นจึงส่งโคลนที่แยกออกมาได้ไปปรับสภาพก่อนหมุนเวียนกลับไปใช้เจาะต่อไป สำหรับเศษหินขนาดเล็กที่แยกออกจากเครื่องปั่นเหวี่ยง จะถูกระบายลงสู่ทะเล

ทั้งนี้ หลังการเจาะเสร็จสิ้น โคลนเจาะชนิด SBM ที่เหลืออยู่ในถังเก็บโคลน จะถูกนำไปปรับสภาพเพื่อใช้ในการเจาะหลุมต่อไป โดยการแยกองค์ประกอบส่วนที่เป็นของแข็ง ซึ่งเป็นส่วนที่ช่วยเพิ่มน้ำหนักของโคลนเจาะ (ได้แก่ Barite) ออกจากของเหลวที่เป็นองค์ประกอบหลัก ด้วยการส่งเข้าเครื่องปั่นเหวี่ยง แล้วระบายลงสู่ทะเล เช่นเดียวกับเศษหินจากการเจาะ คือ ระบายผ่านท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ในระดับต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร ส่วนโคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกออกจากเครื่องปั่นเหวี่ยงจะถูกนำไปใช้ต่อในการเจาะที่หลุมถัดไป โดยไม่มีการปล่อยทิ้ง

การควบคุมประสิทธิภาพการทำงานของระบบควบคุมของแข็ง

การควบคุมปริมาณโคลนเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะของโครงการฯ มีวัตถุประสงค์หลัก คือ การนำโคลนเจาะชนิด SBM กลับมาใช้ให้ได้มากที่สุด เพื่อลดปริมาณการใช้ทรัพยากร รวมถึงต้องการควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมให้ได้มากที่สุด โดยการดำเนินงานของระบบควบคุมของแข็งที่ติดตั้งอยู่บนแท่นเจาะของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ใช้ดำเนินการในปัจจุบันในอ่าวไทย สามารถควบคุมปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะที่ปล่อยลงสู่ทะเล ให้มีค่าเฉลี่ยได้ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหินที่เกิดจากการเจาะ ซึ่งเป็นค่าที่ได้รับการทดสอบในสภาพการทำงานจริงจากผลการดำเนินงานในอดีต รวมทั้งสอดคล้องกับมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบขั้นต่ำซึ่งโครงการต่างๆ ควรนำไปปฏิบัติตามที่ระบุไว้ในแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562)

ขั้นตอนการดำเนินงานเพื่อควบคุมปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่จะติดไปกับเศษหินให้มีค่าเป็นไปตามที่กำหนดมีดังนี้

- (1) วิศวกรน้ำโคลน (Mud engineer) ที่ประจำอยู่บนแท่นเจาะ จะตรวจสอบน้ำหนักของโคลนเจาะ และค่าความหนืดของโคลนที่ใช้ในการเจาะ ทุกชั่วโมง ซึ่งจะช่วยทำให้สามารถตรวจจับความผิดปกติของอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบควบคุมของแข็งได้ทันทั่วทั้ง
- (2) เก็บตัวอย่างเศษหินที่เกิดจากการเจาะ ที่ออกจากเครื่องปั่นแห้งและเครื่องปั่นเหวี่ยง เพื่อตรวจวัดปริมาณองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหิน อย่างน้อยวันละ 2 ครั้ง
- (3) ตรวจสอบสภาพเครื่องจักรและอุปกรณ์ในระบบควบคุมของแข็งทุกครั้งก่อน และหลังจากการเจาะเสร็จสิ้น เพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ต่างๆ อยู่ในสภาพดีตลอดระยะเวลาที่ใช้งาน
- (4) จัดให้มีการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive maintenance) ตามระยะเวลาที่กำหนด และจัดให้มีเจ้าหน้าที่แผนกซ่อมบำรุงประจำแท่นเจาะที่สามารถดำเนินการซ่อมแซมได้ทันที
- (5) จัดให้มีอะไหล่หลักสำรองไว้สำหรับเครื่องจักรอุปกรณ์ของระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ

ง. ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ และเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะ

จากข้อมูลการออกแบบหลุมผลิต สามารถคำนวณปริมาณการใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จากขนาดและความลึกของหลุมเจาะได้ดังแสดงในตารางที่ 2.6-9 และสามารถสรุปได้ดังนี้

- การเจาะหลุมผลิตแบบ 3 ช่วง จะมีปริมาตรของเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะทั้งหมด เท่ากับ 191.7 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม และคาดว่าจะมีโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลทั้งสิ้น 52.75 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม
- การเจาะหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง จะมีปริมาตรของเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะทั้งหมด เท่ากับ 304.9 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม และคาดว่าจะมีโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลทั้งสิ้น 134.15 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม
- การเจาะหลุมผลิตแบบ 5 ช่วง จะมีปริมาตรของเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะทั้งหมด เท่ากับ 653.6 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม และคาดว่าจะมีโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลทั้งสิ้น 220.47 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม

ตารางที่ 2.6-9: ปริมาณของเหลวที่ใช้ในการเจาะ และเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิต 1 หลุม ตามการออกแบบหลุมทั้ง 3 แบบ

ช่วงหลุม	เส้นผ่านศูนย์กลางหลุมที่ออกแบบ	ความลึกของช่วงหลุมในแนวหลุม	ปริมาตรหลุมเจาะ	ค่าร้อยละของปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out ⁽¹⁾	ปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out	ปริมาตรเศษหินที่ระบายลงทะเล	ปริมาณเศษหินที่ระบายลงทะเล	ชนิดของของเหลวที่ใช้ในการเจาะ	ปริมาตรที่ติดไปกับเศษหิน (Cuttings)	
									สารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM ที่ระบายลงสู่ทะเล	โคลนที่ใช้ในการเจาะ ⁽⁶⁾ ที่ระบายลงสู่ทะเล
									(ลูกบาศก์เมตร)	(ลูกบาศก์เมตร)
									I = (H x %SOC) ⁽⁴⁾ ÷ 0.76 ⁽⁵⁾	J = (I ÷ 0.7) + Cutback
(นิ้ว)	(เมตร)	(ลูกบาศก์เมตร)	(ร้อยละ)	(ลูกบาศก์เมตร)	(ลูกบาศก์เมตร)	(เมตรกตัน)	H			
A	B	C	D	E	F ⁽²⁾	G = F x 2.6 ⁽³⁾			I = (H x %SOC) ⁽⁴⁾ ÷ 0.76 ⁽⁵⁾	J = (I ÷ 0.7) + Cutback
กรณีการเจาะหลุมแบบ 3 ช่วง										
ช่วงที่ 1	12 ¼	300	22.81	78.00	21.26	44.07	114.59	WBM	0.00	300.00
ช่วงที่ 2	8 ½	1,800	65.90	58.80	44.44	110.34	286.88	น้ำทะเล และ WBM	0.00	300.00
ช่วงที่ 3	6 ⅙	1,900	36.12	3.10	1.13	37.25	96.84	SBM	15.93	52.75
เศษหินจากการเจาะที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม						191.7			โคลนเจาะชนิด SBM ที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม	52.75
กรณีการเจาะหลุมแบบ 4 ช่วง										
ช่วงที่ 1	14 ¾	300	33.07	50.00	18.60	51.67	134.35	WBM	0.00	400.00
ช่วงที่ 2	12 ¼	1,800	136.87	30.00	44.14	181.01	470.61	น้ำทะเล และ WBM	0.00	350.00
ช่วงที่ 3	8 ½	1,100	40.27	11.00	4.55	44.82	116.54	SBM	19.17	67.38
ช่วงที่ 4	6 ⅙	1,400	26.61	3.10	0.83	27.44	71.35	SBM	11.74	66.77
เศษหินจากการเจาะที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม						304.9			โคลนเจาะชนิด SBM ที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม	134.15
กรณีการเจาะหลุมแบบ 5 ช่วง										
ช่วงที่ 1	22	300	102.76	60.00	70.90	173.66	451.52	WBM	0.00	700.00
ช่วงที่ 2	14 ¾	1,200	186.21	50.00	104.74	290.96	756.49	น้ำทะเล และ WBM	0.00	600.00
ช่วงที่ 3	12 ¼	1,400	106.45	10.00	10.91	117.36	305.14	SBM	50.19	86.70
ช่วงที่ 4	8 ½	1,300	47.59	7.00	3.39	50.98	132.55	SBM	21.80	71.14
ช่วงที่ 5	6 ⅙	1,100	20.07	3.00	0.61	20.67	53.75	SBM	8.84	62.63
เศษหินจากการเจาะที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม						653.6			โคลนเจาะชนิด SBM ที่ระบายลงทะเลจากการเจาะ 1 หลุม รวม	220.47

หมายเหตุ: (1) Wash out หมายถึง ขนาดของหลุมส่วนที่ เกินจากขนาดของหัวเจาะเนื่องจากการกีดเซาะชั้นหินระหว่างการเจาะ โดยค่าร้อยละของปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out (ค่าร้อยละ Wash Out) โดยทั่วไปส่วนใหญ่หลุมที่มีขนาดใหญ่กว่าจะมีปริมาณ Wash Out ต่ำกว่า เนื่องจากความเร็วของโคลนเจาะที่สูกลงหลุม (Annular velocity) อย่างไรก็ตามสำหรับหลุมช่วงที่ 2 เป็นต้นไป ของหลุมแบบ 3 ช่วง และ 4 ช่วง ค่าร้อยละ Wash Out ที่แสดงในตารางเป็นค่าเฉลี่ยของข้อมูลที่บันทึกได้จากการเจาะหลุมแต่ละแบบในอดีตของกลุ่มบริษัท ปตท.สม. ซึ่งในการเจาะหลุมแต่ละครั้งจะมีปัจจัยแวดล้อมแตกต่างกัน เช่น การเสียวเบนของหลุม ความเร็วของโคลนเจาะที่สูกลงหลุม และระยะเวลาในการทำความสะดวกหลุม ดังนั้น ค่าร้อยละของปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out จึงมีความแตกต่างกัน ซึ่งสำหรับกรณีการเจาะหลุมแบบ 5 ช่วง เป็นแบบหลุมที่เคยเจาะแล้วในอดีตมีจำนวนน้อยมาก โครงการฯ จึงพิจารณาใช้ค่าสูงสุดเพื่อเป็นตัวแทนในกรณีที่เราวิจัยที่สุดในการศึกษาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นสำหรับหลุมช่วงที่ 2-5

ทั้งนี้ สำหรับค่าร้อยละของปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out หลุมช่วงที่ 1 เป็นค่าประมาณการจากค่าที่บันทึกได้ของหลุมช่วงที่ 2 ของหลุมแต่ละแบบ จากสมมติฐานที่ว่าหลุมระดับที่ต่ำกว่าจะมีค่าร้อยละ Wash Out น้อยกว่า ทั้งนี้ เนื่องจากการเจาะหลุมช่วงที่ 1 เป็นการเจาะแบบเปิด และไม่สามารถบันทึกข้อมูลจริงได้

(2) คำนวนจากปริมาตรของหลุม (ทรงกระบอก) โดยใช้เส้นผ่านศูนย์กลางหลุมที่ออกแบบ (A) รวมกับส่วนที่ Wash Out ด้วยค่าร้อยละของปริมาณเศษหินที่เกิดเพิ่มขึ้นจากการ Wash Out (D) จากประสบการณ์การเจาะหลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทยของกลุ่มบริษัท ปตท. สม. แล้วคูณความลึกของช่วงหลุมในแนวหลุม (B) โดยใช้สูตรดังนี้

$$F = \pi((\frac{(A \times \%D)/2}{2} + A))^2 \times B$$

เมื่อ ความยาว 1 นิ้ว เท่ากับ 0.0254 เมตร

(3) หมายถึง ความหนาแน่นของเศษหินที่เกิดจากการเจาะมีค่าประมาณ 2.6 ตันต่อลูกบาศก์เมตร

(4) หมายถึง %SOC หรือ ค่าร้อยละของสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM ที่ติดไปกับเศษหินที่ระบายลงสู่ทะเล ซึ่งจะถูควบคุมให้มีค่าไม่เกิน 12% โดยน้ำหนักของเศษหิน

(5) หมายถึง ความหนาแน่นของสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนชนิด SBM คือ 0.76 ตันต่อลูกบาศก์เมตร

(6) หมายถึง หลุมช่วงที่ 1 เป็นค่าประมาณการจากข้อมูลจากสถิติของกลุ่มบริษัท ปตท.สม. ที่ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตในอ่าวไทย ส่วนหลุมช่วงที่ 2-5 คำนวนปริมาณโคลนที่ใช้ในการเจาะที่ระบายลงทะเล ได้จากสัดส่วนของสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลัก คือ ร้อยละ 70 โดยปริมาตรของ SBM ทั้งหมด และปริมาณจากการทำ cut back เพื่อเตรียมโคลนที่ใช้ในการเจาะสำหรับการเจาะช่วงถัดไป จากประสบการณ์ของกลุ่มบริษัท ปตท.สม.

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

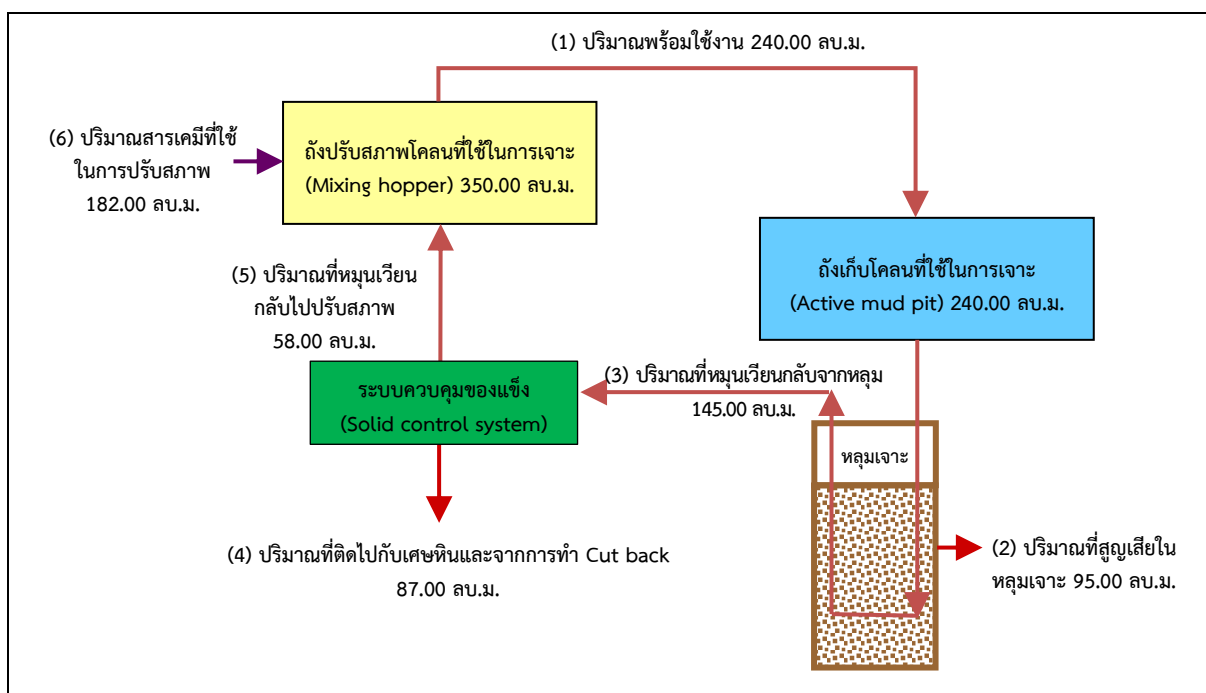
จ. สมดุลมวลของโคลนเจาะชนิด SBM

การเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ในช่วงที่ใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM (หลุมช่วงที่ 3-4) จะหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM ในระบบปิด โดยปริมาณทั้งหมดที่หมุนเวียนอยู่ในระบบสำหรับการเจาะหลุมผลิต 1 หลุม ประกอบด้วย

- ปริมาณที่พร้อมใช้งานจะอยู่ในถังเก็บน้ำโคลน (Mud pit) ที่จะถูกสูบลงไปหลุมเจาะ
- ปริมาณที่สูญเสียในชั้นกักเก็บหรือชั้นหิน (Downhole loss)
- ปริมาณที่ถูกหมุนเวียนกลับขึ้นมาเข้าระบบควบคุมของแข็ง (Solid control system) บนแท่นเจาะ
- ปริมาณที่แยกเศษหินออกแล้วที่ระบบควบคุมของแข็ง ซึ่งจะถูกส่งต่อไปยังถังปรับสภาพโคลนที่ใช้ในการเจาะ (Mixing hopper) ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะต่อไป
- ปริมาณที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะที่ผ่านระบบควบคุมของแข็งแล้ว
- ปริมาณสารสังเคราะห์ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะ และสารเติมแต่งของโคลนเจาะชนิด SBM ที่จะต้องเติมลงไปยังถังปรับสภาพโคลนที่ใช้ในการเจาะ ทั้งนี้ เพื่อให้มีคุณสมบัติและปริมาณที่เหมาะสมกับการเจาะได้อย่างต่อเนื่องต่อไป
- องค์ประกอบส่วนที่ช่วยเพิ่มน้ำหนักของโคลนเจาะชนิด SBM (ได้แก่ Barite) ที่ถูกแยกด้วยเครื่องปั่นเหวี่ยงหลังการเจาะหลุมช่วงสุดท้ายแล้วเสร็จ (Cutback) เพื่อนำองค์ประกอบส่วนที่เป็นของเหลวของโคลนชนิด SBM ไปใช้สำหรับการเจาะในหลุมถัดไป

ทั้งนี้ สามารถแสดงตัวอย่างสมดุลมวลของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM ที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงที่ 3 ของหลุมที่ออกแบบเป็นหลุมแบบ 5 ช่วง (ช่วงหลุมที่เจาะด้วยโคลนชนิด SBM และมีปริมาตรหลุมมากที่สุด) ดังรูปที่ 2.6-13

รูปที่ 2.6-13: ผังแสดงตัวอย่างระบบหมุนเวียนโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ



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

ฉ. องค์ประกอบของ Cement Spacer

เมื่อการเจาะหลุมในแต่ละช่วงแล้วเสร็จ ก่อนที่จะใช้ซีเมนต์ยัดท่อกรุเข้ากับผนังของหลุม จะต้องใช้สาร Cement spacer ช่วยในการดันโคลนเจาะออกจากหลุม และช่วยแยกชั้นระหว่างโคลนเจาะและซีเมนต์ออกจากกัน โดยมีข้อมูลของสารที่เป็นองค์ประกอบดังแสดงในตารางที่ 2.6-10 อย่างไรก็ตาม ปริมาณสาร Cement spacer ที่ใช้จะถูกคำนวณจากปริมาณของหลุมและโคลนเจาะให้สามารถดันโคลนเจาะที่เหลือในหลุมขึ้นมาได้เท่านั้น เพื่อไม่ให้ไหลออกสู่สิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 2.6-10: องค์ประกอบโดยทั่วไปของ Cement Spacer และปริมาณการใช้ต่อ 1 หลุม

ชื่อผลิตภัณฑ์ของสารเคมี	องค์ประกอบหลักทางเคมี	หน้าที่การใช้ประโยชน์	ปริมาณการใช้ต่อหลุม
D-Air 3500L	Distillates (petroleum), hydrotreated light (ปิโตรเลียมกลั่นเบาที่ผ่านกระบวนการบำบัดด้วยไฮโดรเจน)	สารป้องกันการเกิดโฟม (Antifoam agent)	9 แกลลอน
SEM-8	Ammonium C6-10-alkyl polyoxyethylene sulfate	สารลดแรงตึงผิว (Surfactant) เพื่อสร้าง Emulsion ที่มีเสถียรภาพ (Emulsifier)	108 แกลลอน
DSSB	Nonylphenoxypoly (ethyleneoxy)ethanol	สารลดแรงตึงผิว (Surfactant) เพื่อสร้าง Emulsion ที่มีเสถียรภาพ (Emulsifier)	99 แกลลอน
Attapulgate	Hydrated aluminum-magnesium silicate	สารช่วยแขวนลอย (Suspending agent)	3,900 ปอนด์
TSV Powder	Modified acrylamide copolymer	โพลิเมอร์ (Polymer) ที่ช่วยให้ Cement Spacer มีเสถียรภาพและยังสามารถทำงานได้ในช่วงหลุมที่มีความร้อนสูง	300 ปอนด์
Barazan D Plus	Xanthomonas campestris หรือ Xanthan gum	สารที่ทำให้เกิดเจล (Gelling agent)	300 ปอนด์
Barite	Barium sulfate	สารเติมน้ำหนัก (weighting agent)	31,448 ปอนด์

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

2.6.2.2.(4) การหยั่งธรณีหลุมเจาะ

เมื่อเจาะหลุมผลิตจนถึงความลึกสุดท้ายตามแผนแล้ว จะต้องทำการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Wireline logging) ซึ่งเป็นการบันทึกข้อมูลสมบัติทางกายภาพของชั้นหิน เพื่อประเมินศักยภาพในการผลิตปิโตรเลียมของหลุม โดยจะใช้อุปกรณ์หลัก 4 ส่วน ได้แก่

- อุปกรณ์ Downhole Instrument เช่น Logging tools, Probe, Electrode, Sonde ทำหน้าที่ตรวจวัดข้อมูล
- อุปกรณ์บันทึกข้อมูลที่คำนวณได้ หรือ Computerized surface data acquisition ทำหน้าที่บันทึกและวิเคราะห์ข้อมูล
- สายเคเบิล (Wireline) ทำหน้าที่เชื่อมต่อข้อมูลและเชื่อมต่ออุปกรณ์บันทึกในหลุมเจาะ
- รอกยก ทำหน้าที่ยกหรือส่งอุปกรณ์ลงในหลุมเจาะ

การหยั่งธรณีหลุมเจาะจะใช้ระยะเวลาในการดำเนินงานประมาณ 1 วันต่อหลุม โดยเริ่มด้วยการหย่อนอุปกรณ์ Downhole instrument ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ได้รับการออกแบบให้สามารถหย่อนลงไปหลุมเจาะจนถึงก้นหลุมได้ เมื่อเครื่องมืออยู่ที่ก้นหลุมแล้ว จะถูกดึงกลับขึ้นมาช้าๆ และตรวจสอบข้อมูลชั้นหินอย่างต่อเนื่องด้วยเทคนิคการตรวจวัดที่ไม่ทำให้เกิดความเสียหาย (Non-destructive techniques) ซึ่งข้อมูลที่วัดได้จะถูกส่งผ่านทางสายเคเบิลขึ้นมาอย่างต่อเนื่อง และบันทึกไว้ที่อุปกรณ์บันทึกข้อมูลที่อยู่บนแท่นเจาะ ข้อมูลจะถูกบันทึกไว้ในแบบบันทึกข้อมูล (Log) และแสดงข้อมูลเกี่ยวกับโครงสร้างชั้นหินเทียบตามระดับความลึก โดยจะถูกนำไปใช้เพื่อวัตถุประสงค์ต่างๆ ดังนี้

- จำแนกชนิดของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม รวมทั้งความลึก และความหนาของชั้นหินแต่ละช่วง
- ใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณหาช่องว่างภายในชั้นหิน (Porosity) จาก Porosity logs เช่น Neutron เป็นต้น
- จำแนกคุณสมบัติการนำไฟฟ้าของชั้นหิน เพื่อระบุชนิดของของเหลว และปริมาณของไฮโดรคาร์บอนที่บรรจุอยู่ในชั้นหินที่มีรูพรุน
- วิเคราะห์การเกิดปิโตรเลียมในพื้นที่ลักษณะใกล้เคียงกัน รวมทั้งการวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ระหว่างชั้นหิน หรือระหว่างหลุมเจาะในพื้นที่เดียวกัน

ทั้งนี้ การหยั่งธรณีหลุมเจาะจำเป็นต้องใช้วัตถุดิบกำเนิดรังสีหรือพลังงานเพื่อเป็นแหล่งกำเนิดของรังสี (Radioactive source หรือ Energy source) ของอุปกรณ์ Downhole instrument จึงจะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตในการครอบครองหรือใช้วัสดุกัมมันตรังสีจากสำนักงานปรมาณูเพื่อสันติ นอกจากนี้ จะปฏิบัติตามข้อกำหนดของพระราชบัญญัติ พลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ พ.ศ. 2559 และพระราชบัญญัติ พลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2562 รวมถึงประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดเงื่อนไขและวิธีการเก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสี ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2548

สำหรับบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานจะจัดให้มีสถานที่จัดเก็บภาชนะบรรจุต้นกำเนิดรังสีซึ่งตั้งอยู่ห่างจากบริเวณที่พักอาศัย และขณะที่ใช้งานจะอนุญาตให้เฉพาะพนักงานที่สวมอุปกรณ์ตรวจวัดปริมาณรังสีแบบ Radiation dosimeter badge และ Radioactive survey meter เข้าไปในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานได้เท่านั้น

2.6.2.3 การเตรียมหลุมผลิต

เพื่อให้สามารถนำปิโตรเลียมขึ้นมาจากแหล่งกักเก็บและส่งไปยังอุปกรณ์การผลิตได้ โครงการฯ ต้องเตรียมหลุมผลิตโดยมีขั้นตอนการดำเนินงานประกอบด้วย

- **การติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิต (Well completion)** ที่จะดำเนินการก่อนแท่นเจาะเคลื่อนย้ายออกจากตำแหน่ง อุปกรณ์หลักที่จะต้องดำเนินการติดตั้งสำหรับการผลิต คือ ท่อผลิต (Tubing) ขนาด 2 7/8 นิ้ว ดังแสดงแผนภาพตัวอย่างการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิตในหลุมผลิตในรูปที่ 2.6-14 ขั้นตอนนี้จะใช้เวลาประมาณ 1 วันต่อหลุม
- **การเจาะท่อกรู (Perforating) และการทดสอบอัตราการผลิตและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิต (Production well testing)** ซึ่งจะดำเนินการเมื่อแท่นเจาะเคลื่อนย้ายออกจากแท่นหลุมผลิตแล้ว โดยหลังจากติดตั้งท่อผลิตแล้ว เพื่อเปิดช่องทะลุผ่านท่อผลิต ซีเมนต์ และท่อกรู ซึ่งจะยิงท่อกรู (Perforating) ที่ระดับความลึกตามข้อมูลที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Logging) และแผนการผลิตของแท่นหลุมผลิตแต่ละแท่น เพื่อให้ปิโตรเลียมไหลเข้าสู่ท่อผลิต แล้วทดสอบอัตราการผลิตและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิต ขั้นตอนนี้จะใช้เวลาประมาณ 5 วันต่อหลุม
- **การติดตั้งวาล์วนิรภัย (Safety valves)** ทั้งวาล์วที่อยู่ในหลุมเจาะ (Downhole Safety Valve หรือ DSV) และวาล์วที่อยู่ปากหลุมบนแท่นหลุมผลิต (Christmas tree) แล้วจึงตรวจสอบการทำงานของวาล์ว (Testing) และทดลองใช้งาน (Commissioning) ก่อนที่จะเปิดวาล์วให้ปิโตรเลียมไหลเข้าสู่ระบบบนแท่นหลุมผลิตต่อไป

หลังติดตั้งอุปกรณ์ในหลุมผลิต และเชื่อมต่อระบบท่อขนส่งปิโตรเลียมแล้วเสร็จทั้งหมด จะทำการทดสอบการผลิต (Production Testing) โดยจะดำเนินการก่อนเริ่มผลิตจริง ทั้งนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อทดสอบระบบการผลิต และเพื่อให้ทราบข้อมูลและองค์ประกอบของปิโตรเลียมจากชั้นหิน ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) และน้ำ ที่ขึ้นมาจากหลุมผลิตแต่ละหลุม ทั้งนี้ เพื่อนำข้อมูลต่างๆ ที่รวบรวมได้ไปใช้สำหรับวางแผนในการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยจะรวบรวมปิโตรเลียมส่งเข้าสู่ชุดอุปกรณ์ทดสอบการไหลของปิโตรเลียม (Test Separator) ที่ติดตั้งอยู่ที่แท่นหลุมผลิตแต่ละแท่น ก่อนส่งเข้าสู่ระบบท่อรวมและส่งปิโตรเลียมทั้งหมดผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลไปเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ เช่นเดียวกับการผลิตจริง โดยไม่มีการระบายออกสู่สิ่งแวดล้อม ซึ่งจะใช้เวลาประมาณ 4-6 ชั่วโมงต่อหลุม โดยจะดำเนินการก่อนเริ่มผลิตจริงทุกหลุม และทุกแท่นหลุมผลิต

รูปที่ 2.6-14: แผนภาพตัวอย่างการติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิตในหลุมผลิตของโครงการฯ

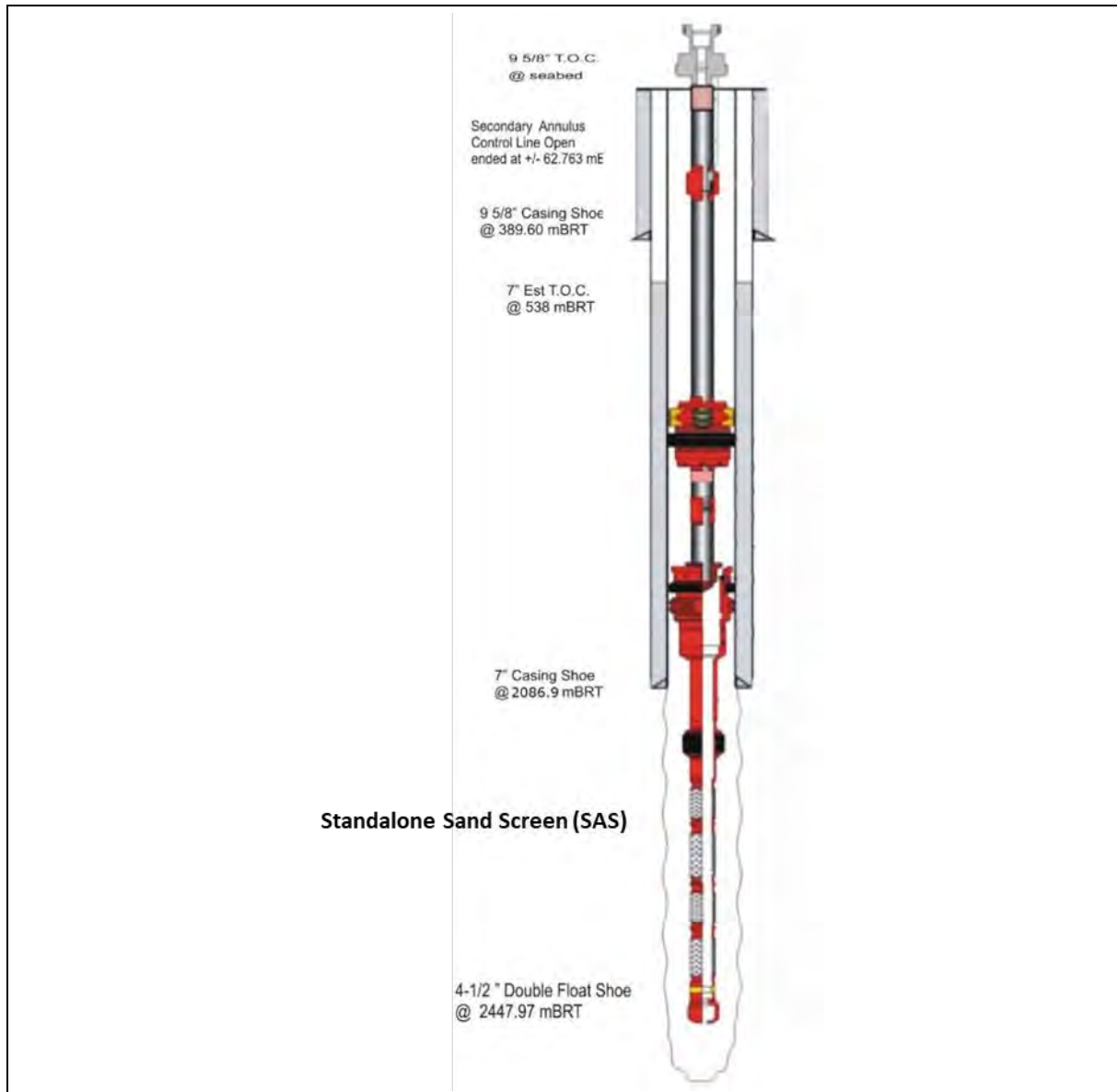
หมายเลข	คำอธิบาย
1	Tubing Hanger 5000 psi, BPV-H Type
2	Tubing 2 7/8", 2 7/8" Pup Joint BEAR Flow Coupling
3	TRSCSSV Flow Coupling 2 7/8" Pup Joint BEAR
4	2 7/8" BEAR 13CR-L80
5	2 7/8" BEAR 13CR-L80
6	2 7/8" BEAR 13CR-L80
7	Tubing 2 7/8" BEAR L80-CS
8	Pup Joint 2 7/8" BEAR L80-CS
9	Tubing 2 7/8" BEAR L80-CS
10	Pup Joint 2 7/8" BEAR L80-CS
11	Tubing 2 7/8" BEAR L80-CS
12	Pup Joint 2 7/8" BEAR L80-CS
13	Tubing 2 7/8" BEAR L80-CS
14	Pup Joint 2 7/8" BEAR L80-CS
15	Tubing 2 7/8" BEAR L80-CS
16	Sub Assy – Float Collar Sub Assy – Float Shoe, Centralizer Installation

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

นอกจากนี้ ในกรณีที่ข้อมูลทางด้านธรณีแสดงให้เห็นว่า หลุมผลิตอาจจะผลิตทรายออกมา จึงต้องติดตั้งอุปกรณ์ควบคุมทราย (Sand control) เพิ่มเติมในขั้นตอนการเตรียมหลุมผลิต โดยมีขั้นตอนดังนี้

- เลือกใช้ Standalone sand screen (SAS) ซึ่งเป็นตะแกรงที่ใช้กรองทราย ที่มีความละเอียดของช่องตะแกรงตามลักษณะของทรายที่คาดว่าจะเกิดจากหลุมเจาะนั้นๆ โดยนำตัวอย่างที่เก็บได้ตอนเจาะหลุมมาวิเคราะห์ขนาด การกระจายตัวของขนาดเม็ดทราย และการเกาะตัวของทราย
- เมื่อได้ขนาดของ SAS ที่เหมาะสมแล้ว จึงนำมาติดตั้งที่ท่อกรุ ดังรูปที่ 2.6-15 โดยให้ SAS อยู่ที่มีความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียมที่คาดว่าจะผลิตทรายเพื่อกรองทรายที่ออกมาก่อนเข้าท่อกรุเพื่อผลิต
- เมื่อติดตั้งอุปกรณ์สำหรับการผลิตที่มี SAS แล้ว จึงทดลองเปิดหลุมผลิตโดยเริ่มจากอัตราการไหลที่น้อยก่อนเพื่อตรวจสอบว่ามีทรายหลุดลอดจากอุปกรณ์ควบคุมทรายเข้ามาในหลุมผลิตหรือไม่ หลังจากนั้นจึงเพิ่มอัตราไหลขึ้นไปจนกระทั่งเริ่มเห็นทรายเข้ามาจึงหยุด ซึ่งอัตราการไหลที่มากที่สุดก่อนทรายจะหลุดลอดเรียกว่า Sand free rate
- เมื่อจะผลิตจากหลุมผลิตที่มีทราย จะเปิดหลุมผลิตที่อัตราการไหลที่ Sand free rate เพื่อผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยที่มีอุปกรณ์ตรวจจับทรายที่ติดไว้กับท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลังวาล์วหัวบ่อ (Christmas tree)

รูปที่ 2.6-15: แผนภาพตัวอย่างอุปกรณ์สำหรับการผลิตที่มี Standalone Sand Screen (SAS) ติดตั้งอยู่



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

2.6.3 ระยะการผลิตปิโตรเลียม

2.6.3.1 แผนการผลิตปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ทั้งส่วนที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาของโครงการฯ (หัวข้อที่ 2.4) จะถูกขนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเล เพื่อไปเข้าสู่กระบวนการแยกสถานะและปรับปรุงคุณภาพที่แท่นผลิตอาทิตย์ โดยแผนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ จะพิจารณาจากข้อมูลที่สำคัญ คือ

- กำลังการผลิตสูงสุดหรือขีดความสามารถของโครงสร้างและอุปกรณ์ต่างๆ ของแท่นผลิตอาทิตย์ซึ่งได้รับการออกแบบให้สามารถรองรับปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิตได้สูงสุด 650 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (33% CO₂) เพื่อผลิตก๊าซธรรมชาติได้สูงสุด 418 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (22% CO₂) และผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate) ได้ 23,000 บาร์เรลต่อวัน รวมถึงสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นได้สูงสุด 26,400 บาร์เรลต่อวัน โดยเมื่อพิจารณาข้อมูลการผลิตที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2565 พบว่า แท่นผลิตอาทิตย์มีการผลิตก๊าซธรรมชาติสูงสุด 334 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวสูงสุด 17,532 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งไม่เกินขีดความสามารถในการผลิตของแท่นผลิตอาทิตย์ตามที่ได้รับการออกแบบไว้ รวมทั้งจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตด้วยการอัดกลับได้ทั้งหมด
- ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง และแผนการผลิตในภาพรวมจากแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาของโครงการฯ
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องส่งขายตามสัญญาซื้อขาย (Daily Contract Quantity หรือ DCQ) ในแต่ละระยะเวลา

จากการพิจารณาข้อมูลที่รวบรวมได้จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2565 สามารถคาดการณ์การผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ในช่วงปี พ.ศ. 2566-2572 ที่แท่นผลิตอาทิตย์ดังแสดงในตารางที่ 2.6-11 โดยคาดว่า จะสามารถรักษ้อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ ตามที่กำหนดไว้ในสัญญาซื้อขายก๊าซ (DCQ) ฉบับปัจจุบันที่ 280 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ได้จนถึงสิ้นสุดอายุสัมปทาน โดยจะควบคุมอัตราการผลิตให้ไม่เกินขีดความสามารถในการผลิตของแท่นผลิตอาทิตย์ตามที่ได้รับการออกแบบไว้ ทั้งนี้ หากปริมาณปิโตรเลียมไหลเข้าสู่ระบบมากกว่าระดับที่กำหนดไว้ ระบบการผลิตจะหยุดเพื่อความปลอดภัย ซึ่งการวางแผนการผลิตจะคำนึงถึงปัจจัยดังกล่าวเป็นสำคัญ

สำหรับระยะเวลาดำเนินการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ จะขึ้นกับอัตราการผลิตจากแท่นหลุมผลิตแต่ละแท่น ซึ่งเป็นผลจากปัจจัยหลายประการ เช่น สภาพของแหล่งกักเก็บและหลุมผลิตหลังจากที่เจาะแล้วเสร็จ ปริมาณการซื้อขายก๊าซธรรมชาติในแต่ละช่วงตามสัญญาซื้อขายที่อาจมีการเปลี่ยนแปลง เป็นต้น

ตารางที่ 2.6-11: การคาดการณ์ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ในช่วงปี พ.ศ. 2567-2572 ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง

ช่วงเวลาการผลิต	จำนวนแท่นหลุมผลิต และหลุมผลิต ⁽¹⁾	การคาดการณ์การผลิตสูงสุด					
		ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)			ก๊าซธรรมชาติเหลว (บาร์เรล/วัน)		
		ก่อนการเปลี่ยนแปลง ⁽²⁾	หลังการเปลี่ยนแปลง ⁽³⁾	ขีดความสามารถของระบบ	ก่อนการเปลี่ยนแปลง ⁽¹⁾	หลังการเปลี่ยนแปลง ⁽²⁾	ขีดความสามารถของระบบ
ช่วงที่มีการผลิตปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน (43 แท่น)							
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2567	43 แท่น 686 หลุม	221.0	330.0	418	5,119.9	15,719.9	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2567	43 แท่น 686 หลุม	197.5	294.0	418	4,502.6	13,879.3	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2567	43 แท่น 686 หลุม	177.9	262.4	418	4,089.6	12,916.1	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2567	43 แท่น 686 หลุม	145.5	327.6	418	3,411.9	15,259.3	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2568	43 แท่น 686 หลุม	246.4	345.0	418	6,432.0	15,993.9	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2568	43 แท่น 686 หลุม	246.4	339.6	418	6,541.6	15,500.3	23,000
ช่วงที่มีการผลิตปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน (43 แท่น) และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนการพัฒนาในระยะต่อไปของโครงการฯ (สูงสุด 16 แท่น)							
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2568	46 แท่น 750 หลุม	246.4	331.6	418	6,245.5	16,648.1	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2568	46 แท่น 750 หลุม	246.4	345.0	418	5,980.3	17,416.3	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2569	46 แท่น 750 หลุม	246.4	345.0	418	6,256.7	16,798.3	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2569	46 แท่น 750 หลุม	246.4	341.9	418	6,250.6	16,375.3	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2569	46 แท่น 750 หลุม	246.4	304.2	418	5,928.7	14,786.7	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2569	46 แท่น 750 หลุม	246.4	342.3	418	5,656.6	16,011.6	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2570	46 แท่น 750 หลุม	246.4	345.0	418	5,432.2	17,091.9	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2570	46 แท่น 750 หลุม	246.4	345.0	418	5,209.0	19,143.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2570	46 แท่น 750 หลุม	244.9	326.2	418	4,948.8	19,671.6	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2570	50 แท่น 838 หลุม	223.4	345.0	418	4,460.5	20,400.2	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2571	50 แท่น 838 หลุม	197.6	345.0	418	3,927.4	21,000.0	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2571	50 แท่น 838 หลุม	175.3	345.0	418	3,449.6	21,000.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2571	50 แท่น 838 หลุม	197.6	316.8	418	3,927.4	19,114.3	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2571	50 แท่น 838 หลุม	175.3	345.0	418	3,449.6	18,977.8	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2572	50 แท่น 838 หลุม	197.6	345.0	418	3,927.4	18,380.1	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2572	50 แท่น 838 หลุม	175.3	345.0	418	3,449.6	18,321.9	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2572	50 แท่น 838 หลุม	197.6	311.6	418	3,927.4	18,881.3	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2572	50 แท่น 838 หลุม	175.3	342.3	418	3,449.6	20,604.3	23,000

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
หน้า 2-81

ตารางที่ 2.6-11: การคาดการณ์ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ในช่วงปี พ.ศ. 2567-2572 ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ช่วงเวลาการผลิต	จำนวนแท่นหลุมผลิตและหลุมผลิต ⁽¹⁾	การคาดการณ์การผลิตสูงสุด					
		ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)			ก๊าซธรรมชาติเหลว (บาร์เรล/วัน)		
		ก่อนการเปลี่ยนแปลง ⁽²⁾	หลังการเปลี่ยนแปลง ⁽³⁾	ขีดความสามารถของระบบ	ก่อนการเปลี่ยนแปลง ⁽¹⁾	หลังการเปลี่ยนแปลง ⁽²⁾	ขีดความสามารถของระบบ
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2573	50 แท่น 838 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	21,207.3	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2573	50 แท่น 838 หลุม	ไม่ระบุ	340.7	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2573	53 แท่น 902 หลุม	ไม่ระบุ	336.9	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2573	53 แท่น 902 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2574	53 แท่น 902 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2574	53 แท่น 902 หลุม	ไม่ระบุ	343.4	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2574	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	336.9	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2574	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2575	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2575	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2575	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	331.6	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2575	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 1 พ.ศ. 2576	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 2 พ.ศ. 2576	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 3 พ.ศ. 2576	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	331.6	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000
ไตรมาส 4 พ.ศ. 2576	55 แท่น 942 หลุม	ไม่ระบุ	345.0	418	ไม่ระบุ	23,000.0	23,000

หมายเหตุ: (1) จำนวนแท่นหลุมผลิตพิจารณาจากจำนวนที่ติดตั้งแล้วเสร็จ และเจาะหลุมผลิตแล้วตามแผนในแต่ละช่วง และพิจารณาจำนวนหลุมผลิตจากจำนวนหลุมสูงสุดที่สามารถเจาะได้

(2) ข้อมูลที่ระบุไว้ในรายงานโครงการระยะที่ 2 ซึ่งแสดงผลการคาดการณ์จนถึงปี พ.ศ. 2572 โดยคาดการณ์จากข้อมูลที่รวบรวมได้ ณ ปี พ.ศ. 2558

(3) ข้อมูลจากการคาดการณ์ที่ปรับปรุงใหม่จากข้อมูลที่รวบรวมได้จนถึงสิ้นปี พ.ศ. 2565

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

2.6.3.2 คุณสมบัติของปิโตรเลียม

ผลจากการวิเคราะห์คุณสมบัติและองค์ประกอบทางเคมีของปิโตรเลียม (Well Fluid / Feed) ที่ได้จากหลุมผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ดังแสดงในตารางที่ 2.6-12

ตารางที่ 2.6-12: องค์ประกอบและคุณสมบัติของปิโตรเลียมที่ได้จากแหล่งอาทิตย์ (ก่อนเข้าสู่กระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์)

คุณสมบัติ/องค์ประกอบ	หน่วย	ปิโตรเลียมจากแหล่งอาทิตย์
สัดส่วนน้ำต่อปริมาณก๊าซที่ผลิต	บาร์เรลต่อล้านลูกบาศก์ฟุต	44
สัดส่วนก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate) ต่อปริมาณก๊าซที่ผลิต	บาร์เรลต่อล้านลูกบาศก์ฟุต	45
น้ำหนักโมเลกุลของก๊าซ		28.21
ความถ่วงจำเพาะของก๊าซธรรมชาติเหลว		0.75
คาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂)	ร้อยละของโมล (% mole)	26.68
มีเทน (CH ₄)	ร้อยละของโมล (% mole)	53.81
อีเทน (C ₂ H ₆)	ร้อยละของโมล (% mole)	7.36
โพรเพน (C ₃ H ₈)	ร้อยละของโมล (% mole)	5.77
บิวเทน (C ₄ H ₁₀)	ร้อยละของโมล (% mole)	1.52
ไอโซบิวเทน (I-C ₄)	ร้อยละของโมล (% mole)	1.49
เพนเทน (C ₅ H ₁₂)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.37
ไอโซเพนเทน (I-C ₅)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.53
เฮกเซน (C ₆ H ₁₄)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.07
ตั้งแต่เฮปเทนขึ้นไป (C ₇ plus)	ร้อยละของโมล (% mole)	0.18
ไนโตรเจน (N ₂)	ร้อยละของโมล (% mole)	2.22

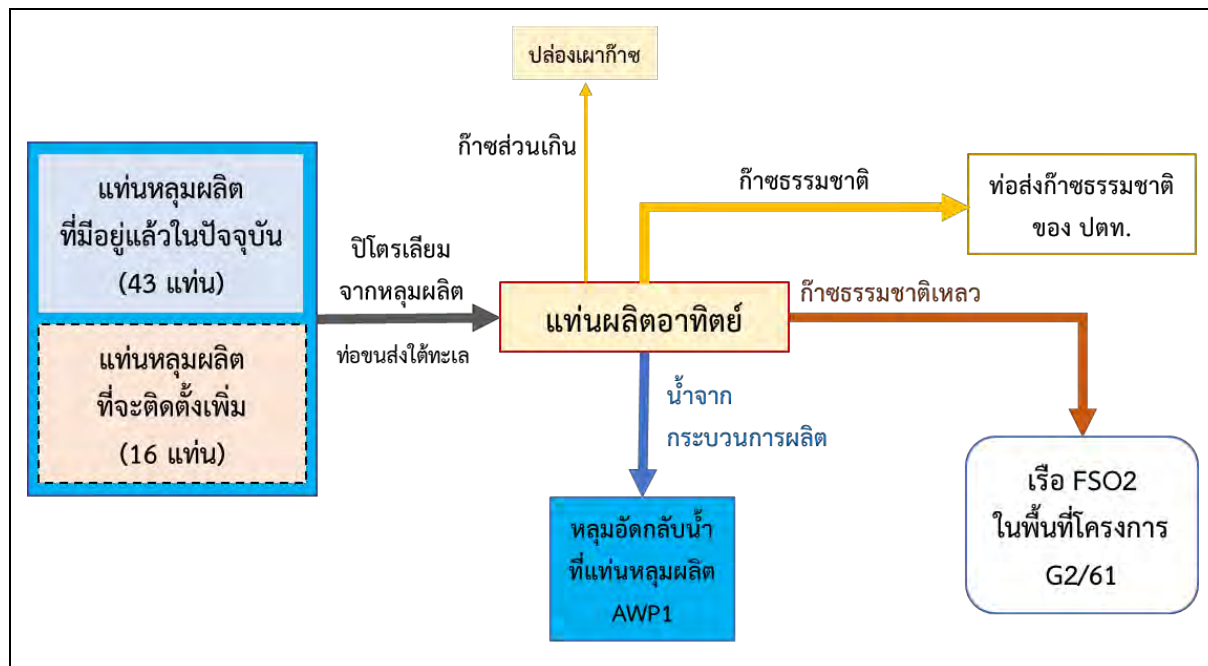
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

จากข้อมูลข้างต้นแสดงให้เห็นว่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากพื้นที่โครงการอาทิตย์มีน้ำ และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) อยู่ในสัดส่วนค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับเกณฑ์คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขาย ดังนั้น หลังจากผ่านกระบวนการแยกสถานะแล้ว จึงจำเป็นต้องมีกระบวนการปรับปรุงคุณภาพให้เหมาะสม พร้อมทั้งมีระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ดังแสดงในหัวข้อที่ 2.6.3.3.(4)

2.6.3.3 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน

ปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตทั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันและที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาของโครงการฯ จะถูกส่งผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเลที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ ดังแสดงในรูปที่ 2.6-16

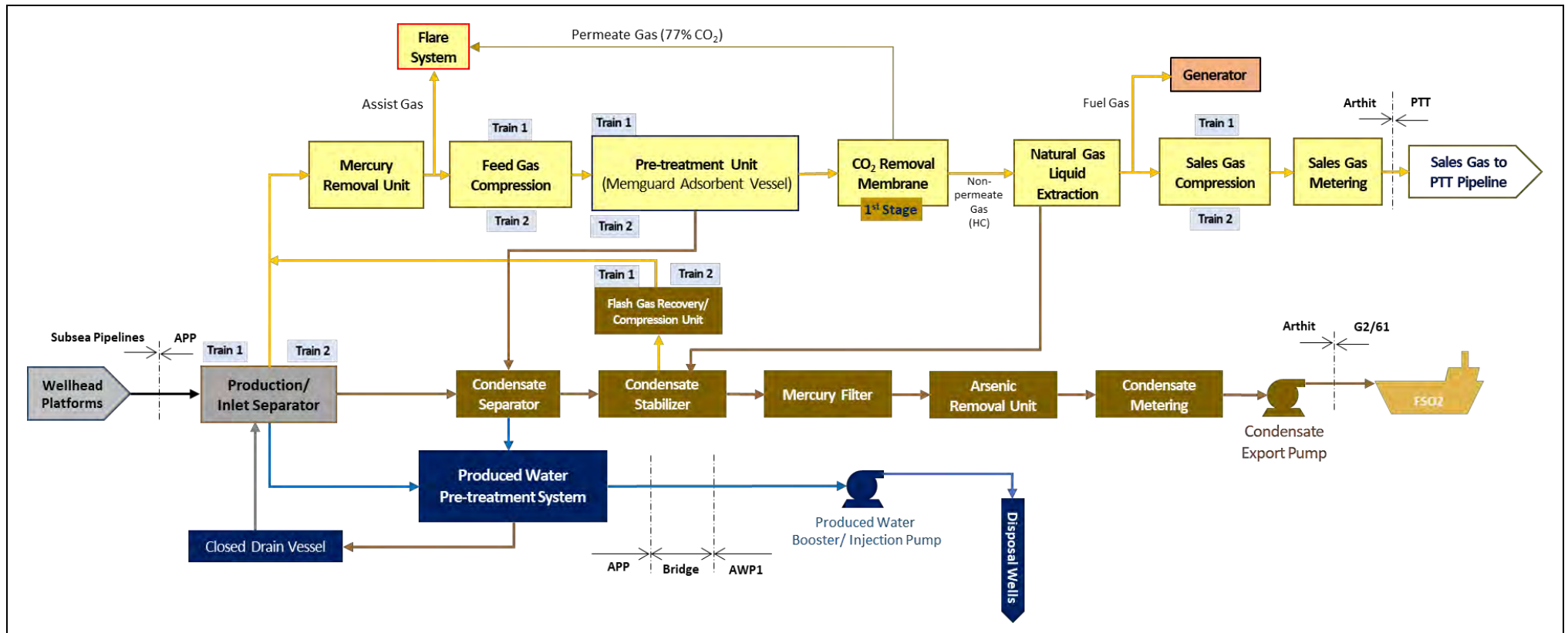
รูปที่ 2.6-16: ภาพรวมของกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ



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

เมื่อปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตทั้งที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาของโครงการฯ ถูกส่งผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเลมาที่แท่นผลิตอาทิตย์ จะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการต่างๆ ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 4 ส่วนหลัก ดังแสดงในรูปที่ 2.6-17 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

รูปที่ 2.6-17: แผนผังแสดงกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์



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

2.6.3.3.(1) กระบวนการแยกสถานะของปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมหรือของเหลวที่ได้จากแท่นหลุมผลิตที่ถูกส่งมาทางท่อขนส่งใต้ทะเล จะเข้าสู่เครื่องแยกสถานะ (Production separation) เพื่อแยกปิโตรเลียมออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำจากกระบวนการผลิต เพื่อส่งไปยังกระบวนการอื่นๆ ในลำดับต่อไป

2.6.3.3.(2) กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติและระบบอัดความดัน

ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่แยกได้จากเครื่องแยกสถานะ ซึ่งยังคงมีสภาพเป็นก๊าซธรรมชาติที่มีความชื้นสูง (Wet gas) จะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อปรับปรุงคุณภาพก่อนส่งขายผ่านระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ต่อไป โดยก๊าซธรรมชาติส่วนหนึ่งซึ่งผ่านการปรับปรุงคุณภาพแล้ว จะถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้ในกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตยและแท่นที่ฟักอาศัยอาทิตยสูงสุด ประมาณ 2.5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ข้อมูล ณ ปี พ.ศ. 2565)

กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย ระบบต่างๆ ตามลำดับ ดังนี้

- **ระบบลดปริมาณปรอท (Mercury Removal Unit หรือ MRU)** ทำหน้าที่ลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติให้เหลือไม่เกิน 37.5 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร (การออกแบบพิจารณากรณีเมื่อก๊าซที่เข้าสู่ระบบมีปริมาณปรอทประมาณ 580 ไมโครกรัมต่อลูกบาศก์เมตร) ด้วยสารดูดซับปรอท (Mercury Absorber) ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนรูปไอปรอทในก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในรูปเมอร์คิวรีซัลไฟด์ ซึ่งมีสภาพเป็นของแข็งและจะสะสมตัวอยู่ในชั้นของสารดูดซับ โดยจะไม่มีภาระบายปรอทในรูปแบบใดๆ ออกสู่สิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ สารดูดซับถูกออกแบบไว้ให้มีอายุการใช้งาน 12 เดือน โดยเมื่อครบอายุการใช้งาน สารดูดซับที่ใช้แล้วจะถูกรวบรวมเพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป ซึ่งในขั้นตอนการเปลี่ยนสารดูดซับจะไม่มีกระบวนการล้างด้วยน้ำ จึงจะไม่มีน้ำปนเปื้อนที่เกิดขึ้นในกระบวนการล้างหรือซ่อมบำรุง ทั้งนี้ การลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติมีความจำเป็นเนื่องจากปรอทจะทำให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องจักร อุปกรณ์ต่างๆ และระบบท่อได้

ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านระบบลดปริมาณปรอทแล้วจะถูกส่งต่อไปยังระบบเพิ่มแรงดันเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติต่อไป และจะมีก๊าซธรรมชาติส่วนหนึ่งที่เรียกว่า Assist Gas ถูกส่งไปยังระบบเผาก๊าซ (Flaring System) เพื่อช่วยให้มีการเผาไหม้สมบูรณ์ที่ปล่องเผาก๊าซ

- **ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ (FEED Gas Compression Unit)** ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันให้ก๊าซธรรมชาติที่ออกจากเครื่องแยกสถานะ (Inlet separator) ให้มีแรงดันสูงเพียงพอในการส่งเข้าสู่ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติเบื้องต้นในขั้นต่อไปโดยเพิ่มความดันจาก 23 บาร์ ไปที่ 65 บาร์
- **ระบบปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติเบื้องต้น (Pre-treatment Unit)** มีหน้าที่แยกของเหลวออกจากก๊าซธรรมชาติเพื่อลดความชื้นในก๊าซธรรมชาติให้ลดลงจนถึงระดับที่ต่ำกว่าที่กำหนดในสัญญาซื้อขาย (ปริมาณความชื้นไม่เกิน 7 ปอนด์ต่อล้านลูกบาศก์ฟุต) และลดจุดกลั่นตัว (Dew Point) ให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมสำหรับการส่งเข้าระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ในลำดับต่อไป โดยมีลักษณะเป็นหอดูดซับความชื้น (Memguard Adsorbent Vessel) ซึ่งใช้วัสดุดูดซับชนิดที่สามารถหมุนเวียนใช้ใหม่อยู่ในระบบโดยการแลกเปลี่ยนความร้อน แล้วส่ง

ก๊าซธรรมชาติเหลวที่แยกได้ไปยังระบบแยกน้ำออกจากคอนเดนเสท (Condensate Separator) ซึ่งอยู่ในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวต่อไป (หัวข้อที่ 2.6.3.3.(3)) ทั้งนี้ เมื่อสารดูดซับหมดอายุการใช้งาน สารดูดซับที่ใช้งานแล้วจะถูกรวบรวมเพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป

- **ระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Removal and Venting)** ทำหน้าที่ลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ในก๊าซธรรมชาติให้ลดลงเหลือน้อยกว่าร้อยละ 23 ตามสัญญาซื้อขาย โดยใช้เยื่อเลือกผ่าน (CO₂ Removal Membrane) ซึ่งจะแยกก๊าซธรรมชาติออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่
 - ส่วนที่ไม่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Non-permeate Gas) ซึ่งมีปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์และไฮโดรเจนซัลไฟด์ต่ำ จะถูกส่งไปที่ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อส่งขายต่อไป
 - ส่วนที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) จะถูกส่งไประบายผ่านระบบเผาก๊าซ (Flaring System) ซึ่งสามารถเผาก๊าซได้สูงสุด 100 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
- **ระบบแยกของเหลว (Natural Gas Liquid Extraction)** ทำหน้าที่แยกก๊าซธรรมชาติเหลวที่เหลืออยู่บางส่วน ก่อนส่งก๊าซธรรมชาติไปยังระบบเพิ่มแรงดันเพื่อส่งขาย ด้วยการลดอุณหภูมิก๊าซธรรมชาติเพื่อให้เกิดการควบแน่นเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว และส่งก๊าซธรรมชาติเหลวไปเข้าสู่ระบบปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งอยู่ในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวต่อไป (หัวข้อที่ 2.6.3.3.(3)) ทั้งนี้ จะมีก๊าซธรรมชาติที่ลดความชื้นแล้วส่วนหนึ่งจะถูกส่งไปใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Fuel Gas) ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักสำหรับอุปกรณ์ต่างๆ ภายในกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต
- **ระบบเพิ่มแรงดันเพื่อส่งขาย (Sales Gas Compression Unit) และมาตรวัดปริมาณ (Sales Gas Metering)** ทำหน้าที่เพิ่มแรงดันให้กับก๊าซธรรมชาติให้มีแรงดันถึง 131 บาร์ เพื่อให้เพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซ โดยจะต้องผ่านมาตรวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติซึ่งจะทำการวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง ตลอดเวลาที่มีการส่งขาย และสรุปบันทึกเป็นรายชั่วโมง เพื่อพิมพ์ใบเสร็จแสดงปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติรายวัน (Daily Gas Billing)

2.6.3.3.(3) กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว

ก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสท (Condensate) ที่แยกได้จากเครื่องแยกสถานะ จะถูกส่งเข้าสู่กระบวนการปรับความเสถียรของก่อนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังเรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ที่อยู่ในแปลงสำรวจ G2/61 (พื้นที่บังกขเหนือ) ต่อไป ซึ่งคาดว่าจะในอนาคตจะเปลี่ยนเป็นเรือลำใหม่ คือ เรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO3 โดยกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว ประกอบด้วยระบบต่างๆ ตามลำดับ ดังนี้

- **ระบบแยกน้ำออกจากคอนเดนเสท (Condensate Separator)** มีหน้าที่รับปิโตรเลียมที่มีสถานะเป็นของเหลวจากเครื่องแยกสถานะ เพื่อแยกน้ำและก๊าซธรรมชาติออกจากก๊าซธรรมชาติเหลวหรือคอนเดนเสท (Condensate) ก่อนส่งเข้าสู่กระบวนการปรับเสถียร โดยน้ำที่แยกได้ จะถูกส่งไปจัดการต่อที่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตต่อไป (หัวข้อที่ 2.6.3.3.(4)) ส่วนก๊าซธรรมชาติที่แยกได้จะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบอัดความดันไอก๊าซ (Flash Gas Recovery/Compression Unit) เพื่อหมุนเวียนก๊าซธรรมชาติกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ

- **ระบบปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Stabilizer)** ทำหน้าที่รับก๊าซธรรมชาติเหลวที่แยกได้จาก Condensate Separator มาเข้าสู่กระบวนการกลั่นแยกไฮโดรคาร์บอนเบา (Light Hydrocarbon) ออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว เพื่อป้องกันการเกิดไอก๊าซเนื่องจากไฮโดรคาร์บอนเบาในก๊าซธรรมชาติเหลวขณะทำการส่งทางท่อและการกักเก็บโดยก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผ่านระบบปรับความเสถียรแล้วจะต้องมีค่าความดันไอ (Reid Vapor Pressure หรือ RVP) ไม่เกิน 12 ปอนด์ต่อตารางนิ้วบรรยากาศ (psia) ที่อุณหภูมิ 37.8 องศาเซลเซียส เพื่อความปลอดภัยในการขนส่งทางท่อ และการกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม ทั้งนี้ ไฮโดรคาร์บอนเบาที่มีสถานะเป็นก๊าซซึ่งแยกได้ที่ระบบปรับความเสถียรนี้ จะถูกรวบรวมกลับไปเข้าสู่กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ด้วยระบบอัดความดันเพื่อหมุนเวียนไอก๊าซ (Flash Gas Recovery/Compression Unit)
- **ระบบลดปริมาณปรอทในก๊าซธรรมชาติเหลว (Mercury Filter)** ทำหน้าที่ลดปริมาณสารปรอทให้ลดลงเหลือน้อยกว่า 3,000 ส่วนในพันล้านส่วน (ppb) ตามสัญญาซื้อขาย โดยใช้ตัวกรองสารปรอท (Mercury Filter) จะทำหน้าที่ดักจับสารปรอทไว้อยู่ในชั้นของตัวกรอง ซึ่งโดยเฉลี่ยตัวกรองจะถูกเปลี่ยนเดือนละหนึ่งครั้ง และหลังจากเปลี่ยนตัวกรองที่ใช้งานแล้วนี้ จะถูกรวบรวมเพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป ซึ่งในขั้นตอนการเปลี่ยนตัวกรองจะไม่มีกระบวนการล้างด้วยน้ำ จึงจะไม่มีน้ำปนเปื้อนที่เกิดขึ้นในกระบวนการล้างหรือซ่อมบำรุง
- **ระบบลดปริมาณสารหนูในก๊าซธรรมชาติเหลว (Arsenic Removal Unit)** ทำหน้าที่ลดปริมาณสารหนูให้ลดลงเหลือน้อยกว่า 5,000 ppb ตามสัญญาซื้อขาย (การออกแบบพิจารณากรณีเมื่อก๊าซธรรมชาติเหลวที่เข้าสู่ระบบมีปริมาณสารหนูประมาณ 9,000 ppb) ด้วยสารดูดซับสารหนู (Arsenic Absorber) โดยสารหนูจะสะสมตัวอยู่ในชั้นของสารดูดซับ ทั้งนี้ สารดูดซับถูกออกแบบไว้ให้มีอายุการใช้งาน 6 เดือน และเมื่อครบอายุการใช้งาน สารดูดซับที่ใช้งานแล้วจะถูกรวบรวมเพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป ซึ่งในขั้นตอนการเปลี่ยนสารดูดซับจะไม่มีกระบวนการล้างด้วยน้ำ จึงจะไม่มีน้ำปนเปื้อนที่เกิดขึ้นในกระบวนการล้างหรือซ่อมบำรุง
- **มาตรวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Metering)** ทำหน้าที่วัดปริมาณก๊าซธรรมชาติเหลวที่ได้รับการปรับความเสถียรแล้ว ก่อนใช้ **เครื่องสูบก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Export Pump)** สูบถ่ายผ่านท่อขนส่งใต้ทะเล เพื่อไปกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม FSO2 ในพื้นที่บงกชเหนือ ซึ่งจะเก็บข้อมูลอัตราโนมัติ โดยมีความสามารถในการวัดได้ต่ำสุดที่ 1,660 บาร์เรลต่อวัน และสูงสุดที่ 19,900 บาร์เรลต่อวัน

2.6.3.3.(4) ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

น้ำจากกระบวนการผลิต หมายถึง น้ำที่แยกได้จากกระบวนการแยกสถานะในกระบวนการผลิต ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวข้างต้น ซึ่งจะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต โดยแบ่งระบบการจัดการออกเป็น 2 ขั้นตอน ได้แก่

1) ระบบบำบัดเบื้องต้น (Pre-treatment System) ประกอบด้วย

- **เครื่องหมุนเหวี่ยง (Desanding Hydrocyclones and Sand Accumulators)** ทำหน้าที่แยกทรายและสิ่งแปลกปลอมอื่นๆ ที่ยังเจือปนอยู่ในน้ำจากกระบวนการผลิต ก่อนส่งต่อไปยังระบบแยกก๊าซออกจากน้ำจากกระบวนการผลิตต่อไป โดยทรายและสิ่งแปลกปลอมที่แยกออกจากน้ำจากกระบวนการผลิต ซึ่งมีลักษณะเป็นกากตะกอนจะถูกรวบรวมเพื่อส่งไปกำจัดบนฝังด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป
- **ระบบแยกก๊าซออกจากน้ำจากกระบวนการผลิต (Vertical Flotation Cell)** ทำหน้าที่แยกก๊าซธรรมชาติเหลวที่เหลืออยู่ออกจากน้ำจากกระบวนการผลิต ซึ่งจะถูกรวบรวมเข้าสู่ถังรวบรวมน้ำจากระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed Drain Vessel) ก่อนส่งกลับไปยังเครื่องแยกสถานะ (Production Separator) ต่อไป

ทั้งนี้ น้ำจากกระบวนการผลิตที่ผ่านระบบบำบัดเบื้องต้นทั้ง 2 ขั้นตอนแล้ว จะไม่มีอนุภาคของแข็งที่มีขนาดใหญ่กว่า 10 ไมครอน และมีสารปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนปริมาณไม่เกิน 100 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร เพื่อให้เหมาะสมกับการส่งไปอัดกลับลงหลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well)

2) ระบบอัดน้ำกลับ (Re-injection System) ประกอบด้วย

- **ระบบอัดน้ำกลับ (Re-injection System)** ประกอบด้วย เครื่องสูบน้ำอัดเพิ่มแรงดัน (Produced Water Booster Pump) และเครื่องสูบน้ำอัดน้ำกลับ (Produced Water Injection Pump) จำนวน 2 ชุด (ใช้งานหลัก 1 ชุด และสำรอง 1 ชุด)
- **หลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well)** จำนวน 3 หลุม ที่แทนหลุมผลิต AWP1

ทั้งนี้ รายละเอียดของการคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต และแผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่แทนผลิตอาทิตย์ จะแสดงรายละเอียดต่อไปใน **หัวข้อที่ 2.9.3.3**

2.6.3.4 สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต

ในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ จะมีพื้นที่จัดเก็บสารเคมีที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ทั้งเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต และกิจกรรมการซ่อมบำรุง โดยมีการขนส่ง การจัดเก็บ และมีปริมาณการจัดเก็บ สรุปได้ดังตารางที่ 2.6-13

ทั้งนี้ สำหรับพื้นที่จัดเก็บสารเคมีแต่ละชนิด จะพิจารณาตามคุณสมบัติ และลักษณะการใช้งาน โดยจะจัดเก็บในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น ซึ่งจะมีคั่นกันหรือถาดรองรับเพื่อป้องกันการหกรั่วไหลลงสู่ทะเล รวมทั้งจัดให้มีอุปกรณ์ทำความสะอาด หรือตอบสนองต่อกรณีการหกรั่วไหลไว้ในพื้นที่จัดเก็บและพื้นที่ปฏิบัติงาน ดังแสดงตัวอย่างรูปถ่ายจากพื้นที่จัดเก็บสารเคมีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ซึ่งดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ที่ชั้น Upper Deck ของแท่นผลิตอาทิตย์ ในรูปที่ 2.6-18

ตารางที่ 2.6-13: รายการสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต

ชื่อผลิตภัณฑ์ของสารเคมี	หน้าที่การใช้ประโยชน์	บรรจุภัณฑ์ที่ใช้สำหรับขนส่งและจัดเก็บ
CRW-323	ใช้ยับยั้งการกัดกร่อน (Volatile corrosion inhibitor)	เป็นของเหลวขนส่งมาในถังสเตนเลสจากผู้ผลิต (Tote tank) ขนาด 2 ลบ.ม.
KI-3962	ใช้ยับยั้งการกัดกร่อน (Corrosion inhibitor)	
Demulsifier (EB-8769)	ลดการเกิดอิมัลชัน	บรรจุในบรรจุภัณฑ์ของผู้ผลิต ถังขนาด 20 ลิตร
Biotreat 5400	ใช้กำจัดจุลชีพ (Biocide) ในระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain hazardous)	
Doctortreat CWS-400	ช่วยลดปริมาณออกซิเจน ลดการกัดกร่อนในระบบน้ำหล่อเย็น (oxygen scavenger)	บรรจุในบรรจุภัณฑ์ของผู้ผลิต ขนาดถึง 200 ลิตร

หมายเหตุ: เอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตของโครงการฯ แสดงไว้ในภาคผนวกที่ 2.6-1

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

รูปที่ 2.6-18: ตัวอย่างพื้นที่จัดเก็บสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์



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

2.6.3.5 การจัดเก็บและขนถ่ายผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ได้จากการผลิตที่แท่นผลิตอาทิตย์ ประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว โดยจะไม่ทำให้การผลิตในภาพรวมของแหล่งผลิตอาทิตย์เพิ่มขึ้นจนเกินขีดความสามารถของกระบวนการผลิต และระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์ รวมถึงแผนการจัดเก็บและขนส่งก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวที่วางแผนไว้แล้ว ซึ่งมีการจัดเก็บและขนถ่าย ดังนี้

2.6.3.5.(1) ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติที่ผ่านกระบวนการปรับปรุงคุณภาพแล้ว จะถูกส่งเข้าระบบเพิ่มแรงดันให้ก๊าซธรรมชาติให้มีแรงดันเพียงพอต่อการส่งขายด้วยระบบท่อส่งก๊าซขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 42 นิ้ว ความยาว 18 กิโลเมตร ซึ่งจะส่งก๊าซธรรมชาติจากแท่นผลิตอาทิตย์ไปเข้าสู่อุปกรณ์ท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักของ บริษัท ปตท.จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 42 นิ้ว เพื่อขนส่งก๊าซธรรมชาติไปยังฝั่งต่อไป

2.6.3.5.(2) ก๊าซธรรมชาติเหลว

ก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผ่านกระบวนการปรับความเสถียร และปรับปรุงคุณภาพแล้ว จะถูกส่งผ่านเครื่องสูบน้ำ (Condensate Export Pump) ผ่านท่อขนส่งใต้ทะเลขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 8 นิ้ว ซึ่งมีความยาว 31.33 กิโลเมตร เพื่อไปกักเก็บที่เรือกักเก็บปิโตรเลียม ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 (พื้นที่แหล่งบงกชเหนือ) ที่มีขนาดความจุในการกักเก็บสูงสุด 424,000 บาร์เรล เพื่อรอการสูบถ่ายและขนส่งไปยังฝั่งด้วยเรือบรรทุกที่มารับซื้อ โดยขั้นตอนการกักเก็บและการสูบถ่ายไปยังเรือบรรทุกขนส่งปิโตรเลียม จะอยู่ภายใต้การบริหารจัดการโดย บริษัท ปตท.สผ. เอเนอร์ยี ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด ซึ่งเป็นผู้ดำเนินการผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ G2/61

2.6.3.6 การปรับปรุง เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติม และขยายองค์ประกอบสำหรับการผลิตปิโตรเลียม

เนื่องจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ จะต้องดำเนินการต่อเนื่องโดยใช้องค์ประกอบและโครงสร้างในทะเลที่มีอยู่แล้ว ซึ่งส่วนใหญ่ได้รับการติดตั้งมากกว่า 15 ปี ดังนั้น โครงการฯ จึงจำเป็นต้องพิจารณา กำหนดแผนการซ่อมบำรุงองค์ประกอบต่างๆ อย่างเหมาะสม เพื่อให้สามารถใช้ในการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด และเพื่อให้มีความเหมาะสมตามแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในระยะยาว โดยก่อนที่จะดำเนินกิจกรรมการซ่อมแซม ปรับปรุง เปลี่ยนแปลง เพิ่มเติม และขยายองค์ประกอบสำหรับการผลิตปิโตรเลียมที่ไม่ได้เป็นส่วนหนึ่งของแผนการซ่อมบำรุงเชิงป้องกันตามแผนงานปกติ โครงการฯ จะต้องจัดทำแผนการดำเนินงาน พร้อมทั้งแผนการจัดการของเสียและน้ำทิ้งต่างๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการทำงานนั้นๆ เพื่อเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณา โดยในเบื้องต้นมีแผนงานที่สำคัญ ดังนี้

- การตรวจสอบความสมบูรณ์ (Integrity) ของโครงสร้างของแท่นผลิตอาทิตย์ แท่นเผาก๊าซ แท่นที่พักอาศัย และแท่นหลุมผลิตทั้งหมด ทั้งโครงสร้างส่วนบนและโครงสร้างส่วนขาให้มีความมั่นคง แข็งแรงตลอดอายุการใช้งาน รวมถึงดำเนินงานตามแผนการซ่อมบำรุงโครงสร้าง ซึ่งต้องสอดคล้องตามมาตรฐานของอุตสาหกรรม และ International Maritime Organization (IMO)
- การตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ ในกระบวนการผลิตให้สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพ รวมถึงการซ่อมแซมให้สามารถใช้งานได้ตามปกติในกรณีที่ชำรุดเสียหาย และการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับแผนการผลิตในแต่ละช่วงของโครงการฯ หรือเหมาะสมกับเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาเพิ่มขึ้นในอนาคต ได้แก่ อุปกรณ์ในกระบวนการผลิตบนแท่นผลิต

(กระบวนการแยกสถานะ กระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาติ ระบบดักจับและกักเก็บ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และกระบวนการปรับความเสถียรของก๊าซธรรมชาติเหลว) อุปกรณ์ในระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต (เครื่องสูบน้ำอัดกลับน้ำ และหลุมอัดกลับน้ำ) และระบบการจัดการของเสียและน้ำทิ้งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยในรายงานฉบับนี้จะขอเพิ่มเติมรายละเอียดของแผนการปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยการติดตั้งระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ที่แท่นผลิตอาทิตย์ ในหัวข้อที่ 2.6.3.7

- การตรวจสอบอุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งอยู่บนแท่นหลุมผลิตให้สามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวมถึงการซ่อมแซมให้สามารถใช้งานได้ตามปกติในกรณีที่ชำรุดเสียหาย และการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับแผนการผลิตในแต่ละช่วงของโครงการฯ หรือเหมาะสมกับเทคโนโลยีที่มีการพัฒนาเพิ่มขึ้นในอนาคต ทั้งนี้ ในกรณีที่พบว่าต้องมีการขยายขนาดโครงสร้างเพิ่มจำนวนหลุมปิโตรเลียมของแท่นหลุมผลิต หรือการเจาะหลุมใหม่ในหลุมปิโตรเลียมเดิมเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงของอุปกรณ์สำหรับการดำเนินงานที่แท่นหลุมผลิต โครงการฯ จะต้องศึกษาและพิจารณาความเหมาะสมในทางวิศวกรรม และความปลอดภัยเป็นสำคัญ รวมทั้งจะต้องนำมาตรึงการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องของโครงการฯ มาใช้สำหรับการดำเนินงานอย่างเคร่งครัด เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับที่ประเมินไว้
- การตรวจสอบและบำรุงรักษาหลุมผลิตปิโตรเลียม ให้สามารถนำปิโตรเลียมขึ้นจากแหล่งกักเก็บ มาเข้าสู่กระบวนการผลิตได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยรวมถึงการกลับเข้าไปปฏิบัติงานกับหลุมที่ได้เจาะเสร็จสมบูรณ์แล้วหรือหลุมที่มีการผลิตแล้ว (Work over) เพื่อการบำรุงรักษาหลุม หรือเพื่อซ่อมแซมหลุม หรือเพื่อเพิ่มสมรรถนะของหลุมให้สามารถผลิตได้ดีขึ้น และการกระตุ้นการผลิต (Stimulation) ในกรณีมีปัญหาเกี่ยวกับการไหลของปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บเข้าหลุมผลิต เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงสภาพของแหล่งกักเก็บบริเวณใกล้หลุมผลิต
- การปิดและสละหลุม (Well plug and abandonment) ซึ่งเป็นขั้นตอนสุดท้ายภายหลังจากปริมาณปิโตรเลียมที่ได้จากหลุมไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และไม่มีแผนที่จะใช้งานหลุมผลิต ซึ่งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และเป็นไปตามแนวทางการปิดและสละหลุมสำหรับผู้รับสัมปทานของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- การนำโครงสร้างส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่ดำเนินการปิดและสละหลุม รวมถึงหยุดการผลิตแล้ว และยังคงอยู่ในสภาพดีและมีความสมบูรณ์มาเพียงพอสำหรับการนำไปใช้ใหม่ เพื่อใช้สำหรับการติดตั้งแท่นหลุมผลิตในตำแหน่งใหม่ ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถใช้ทรัพยากรได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด
- การตรวจสอบสภาพของท่อที่ใช้งานแล้ว ตามแผนการตรวจสอบท่อขนส่งใต้ทะเลที่กำหนดไว้ทั้งการตรวจสอบสภาพภายนอก และสภาพภายใน เพื่อประเมินอัตราการกัดกร่อน และการตรวจสอบความสมบูรณ์ (Integrity) ของท่อขนส่งใต้ทะเล ทั้งนี้ โครงการฯ จะต้องดำเนินการตามแผนที่กำหนดอย่างสม่ำเสมอ เพื่อลดโอกาสการชำรุดเสียหายของระบบท่อขนส่งใต้ทะเล ในระหว่างการใช้งาน และความเสี่ยงของท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งอาจเป็นสาเหตุให้เกิดการปนเปื้อนสู่สิ่งแวดล้อม โดยหากผลการตรวจสอบพบว่าภายในท่อเกิดการกัดกร่อนและมีความจำเป็นที่จะต้องทำการเปลี่ยนท่อโครงการฯ จะหยุดการส่งปิโตรเลียมไปยังท่อเส้นดังกล่าวชั่วคราว และดำเนินการเปลี่ยนท่อใหม่ตามวิธีมาตรฐานการซ่อมท่อขนส่งใต้ทะเลของ DET NORSKE VERITAS DNV-RP-F113 (Pipeline Subsea Repair) และขั้นตอนการปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

2.6.3.7 การนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในโครงการอาทิตย

2.6.3.7.(1) ความเป็นมาของแผนงาน

ด้วยเจตนารมณ์และความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ที่จะดำเนินธุรกิจควบคู่ไปกับการสร้างความสมดุลที่เหมาะสมในด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม (Right Balance) และคุณค่าร่วมแก่ผู้มีส่วนได้เสีย เพื่อสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืนร่วมกัน ปตท.สผ. จึงได้กำหนดเป้าหมายเพื่อลดปริมาณความเข้มข้น (Intensity) การปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี พ.ศ. 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี พ.ศ. 2583 (จากปีฐาน พ.ศ. 2563) เพื่อนำไปสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ให้ได้ตามเป้าหมายในปี พ.ศ. 2593

ดังนั้น จึงได้นำองค์ความรู้และประสบการณ์ด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมศาสตร์ของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มาประยุกต์ใช้ในการศึกษาความเป็นไปได้และวางแผนพัฒนาเพื่อการนำระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) มาใช้ในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 ซึ่งผลการศึกษาและรวบรวมข้อมูลความเป็นไปได้และความเหมาะสมในเบื้องต้นพบว่า โครงการอาทิตยมีความเหมาะสมที่จะศึกษา เพื่อวางแผนพัฒนาที่ชัดเจนต่อไป เนื่องจากมีปัจจัยที่เกี่ยวข้องสรุปได้ดังนี้

- ปิโตรเลียมที่ได้จากแหล่งกักเก็บในแหล่งอาทิตยมีส่วนของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ค่อนข้างสูง เมื่อเทียบกับเกณฑ์คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขาย ดังนั้น ในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติจึงต้องมีขั้นตอนการดักจับก๊าซ CO_2 ออกจากก๊าซธรรมชาติก่อนส่งขายอยู่แล้วในปัจจุบัน แต่ยังมีวิธีการจัดการก๊าซ CO_2 ที่ดักจับได้ โดยการระบายออกสู่สิ่งแวดล้อมผ่านระบบเผาก๊าซ (Flaring System)
- มีชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่เคยใช้ผลิตปิโตรเลียมและหมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted reservoirs) ซึ่ง ปตท.สผ. มีข้อมูลรายละเอียดมากพอที่จะนำมาใช้สำหรับศึกษาและออกแบบทางวิศวกรรมเพื่อพัฒนาให้เป็นชั้นหินกักเก็บก๊าซ CO_2 ได้อย่างปลอดภัย

2.6.3.7.(2) วัตถุประสงค์และประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการติดตั้งระบบ CCS

เพื่อสนับสนุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและลดผลกระทบของภาวะโลกร้อน จากกิจกรรมในภาคอุตสาหกรรม และสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศไทย ภายในปี พ.ศ. 2593 สอดคล้องกับการประกาศเจตนารมณ์ของประเทศไทยในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (COP26) เมื่อปี พ.ศ. 2564 ทั้งนี้ เนื่องจากการนำระบบ CCS มาใช้ในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติของโครงการอาทิตย จะเป็นโครงการนำร่องให้กับอุตสาหกรรมผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทย ซึ่งจะเป็นจุดเริ่มต้นและช่วยให้เกิดการพัฒนาเทคนิคและวิธีการต่างๆ ในภาคอุตสาหกรรมอื่นๆ ของประเทศไทยต่อไป

ทั้งนี้ สำหรับประโยชน์ที่โครงการอาทิตย์จะได้รับจากการนำระบบ CCS มาใช้ คือ

- มีระบบการจัดการก๊าซ CO₂ ที่เกิดจากกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยคาดการณ์ว่าจะมีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถูกดักจับและรวบรวมไปอัดกลับไว้ในชั้นหินกักเก็บที่มีความเหมาะสม แทนการระบายทิ้งสู่บรรยากาศภายนอกผ่านระบบเผาไหม้ (Flaring System) ที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน ซึ่งคิดเป็นปริมาณที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงสุดประมาณ 0.55 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
- สามารถแยกก๊าซธรรมชาติออกจากก๊าซส่วนที่เคยส่งไปเผาไหม้ที่ระบบเผาไหม้ (Flaring System) ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ซึ่งยังมีก๊าซธรรมชาติเหลืออยู่คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 23 มาใช้ในเกิดประโยชน์สูงสุด โดยคาดว่าจะสามารถลดปริมาณก๊าซธรรมชาติให้เหลืออยู่ไม่เกินร้อยละ 5 ก่อนอัดลงหลุมอัดกลับก๊าซ และก๊าซธรรมชาติที่สามารถดักจับได้จะนำกลับมาใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานหลักของเครื่องจักร และอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต อุปกรณ์ไฟฟ้าในสำนักงานและที่พักอาศัยภายในกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ แทนการเผาไหม้โดยไม่เกิดประโยชน์

2.6.3.7.(3) แผนการดำเนินงานสำหรับการติดตั้งระบบ CCS

โครงการฯ ได้เริ่มดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ทางวิศวกรรม และข้อมูลโครงสร้างแหล่งกักเก็บที่จะนำมาใช้กักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564 ซึ่งคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการในขั้นตอนการออกแบบทางวิศวกรรม การจัดซื้อและจัดจ้าง และการก่อสร้างและติดตั้งอุปกรณ์ที่แท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต AWP1 ในไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2566 จากนั้นจะเจาะหลุมสำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ และทดสอบระบบต่างๆ เพื่อให้พร้อมใช้งานต่อไป โดยคาดว่าจะสามารถใช้ระบบ CCS ในการดักจับและกักเก็บก๊าซ CO₂ ได้ภายในปี พ.ศ. 2569

ทั้งนี้ การวางแผนและออกแบบระบบ CCS ของโครงการอาทิตย์ ได้พิจารณาให้สอดคล้องกับแนวทางของโครงการ CCS TECHNICAL GUIDELINE DEVELOPMENT PROJECT (ภาคผนวกที่ 2.6-3)

2.6.3.7.(4) องค์ประกอบของระบบ CCS

ก. ระบบดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และเพิ่มแรงดัน

อุปกรณ์ในระบบ CCS ที่จะนำมาติดตั้งเพิ่มที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ดังที่แสดงในรูปที่ 2.6-19 เพื่อใช้สำหรับการดักจับก๊าซ CO₂ และเพิ่มแรงดันเพื่อให้เหมาะสมสำหรับการอัดกลับต่อไป โดยแบ่งอุปกรณ์ที่จะติดตั้งเพิ่ม เป็น 2 ส่วน ตามพื้นที่ติดตั้งของอุปกรณ์ ดังนี้

1. อุปกรณ์ส่วนที่จะติดตั้งบนแท่นผลิตอาทิตย์ ประกอบด้วย

- ระบบเพิ่มแรงดัน (Permeate Compressor Train) ซึ่งประกอบด้วย Compressor, Suction Scrubber และ Heat Exchanger ทำหน้าที่รับก๊าซที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ของระบบระบบลดและระบายก๊าซ CO₂ ที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งเคยถูกส่งไประบายผ่านระบบเผาไหม้ (Flaring System) ทั้งนี้ เพื่อทำให้ก๊าซส่วนนี้มีสถานะและแรงดันที่เหมาะสมสำหรับการส่งเข้าสู่ระบบดักจับก๊าซ CO₂ ด้วยเยื่อเลือกผ่านอีกครั้ง

- ระบบเยื่อเลือกผ่านขั้นที่ 2 (2nd Stage CO₂ Removal Membrane) ซึ่งมีองค์ประกอบและหน้าที่เหมือนกับที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งจะทำหน้าที่แยกก๊าซออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่
 - ส่วนที่ไม่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Non-permeate) ซึ่งเป็นก๊าซธรรมชาติที่มีไฮโดรคาร์บอนในสัดส่วนสูง และมีก๊าซ CO₂ ในสัดส่วนต่ำ จะถูกนำกลับมาใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Fuel Gas)
 - ส่วนที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ซึ่งจะเป็นส่วนที่มีก๊าซ CO₂ ในสัดส่วนสูงประมาณร้อยละ 95 จะถูกส่งไปเข้าระบบเพิ่มความดันเพื่ออัดกลับลงหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ต่อไป

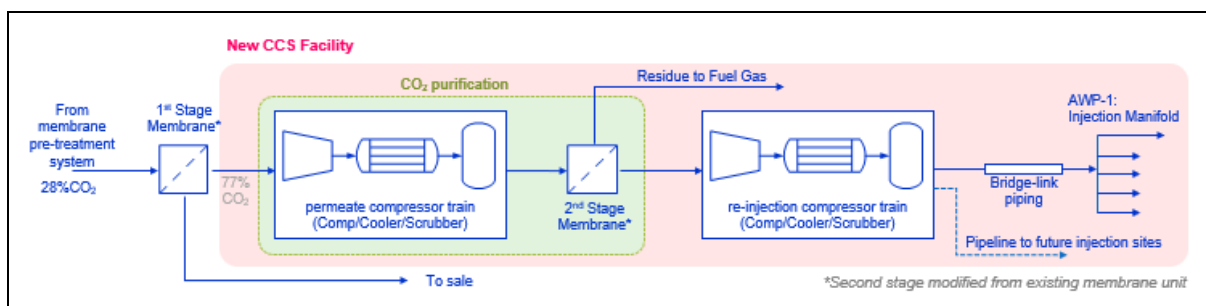
ทั้งนี้ เยื่อเลือกผ่าน (Membrane) ในระบบดักจับก๊าซ CO₂ ทั้งที่ใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมในระบบ CCS คือ 2nd Stage CO₂ Removal Membrane จะมีอายุการใช้งานอย่างน้อย 3 ปี และเมื่อหมดอายุการใช้งาน จะถูกเปลี่ยนและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนด เพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดบนฝั่งด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป ตามแผนการจัดการของเสียของโครงการอาทิตย์ ซึ่งต้องสอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556

- ระบบเพิ่มแรงดัน (Re-injection Compressor train) เพื่อทำหน้าที่เพิ่มแรงดันของก๊าซส่วนที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ซึ่งจะเป็นส่วนที่มีก๊าซ CO₂ ในสัดส่วนสูงประมาณร้อยละ 95 ให้มีความดันประมาณ 150 บาร์ ซึ่งเป็นระดับที่เหมาะสมสำหรับการอัดกลับลงสู่หลุมอัดกลับก๊าซในสถานะของไหลวิกฤตยิ่งยวด (Supercritical fluid)

2. อุปกรณ์ส่วนที่จะติดตั้งบนแท่นหลุมผลิต AWP1 ได้แก่ ระบบท่อรวมเพื่ออัดกลับก๊าซลงหลุมอัดกลับก๊าซ (Injection manifold) จะทำหน้าที่อัดกลับก๊าซ CO₂ ลงหลุมอัดกลับก๊าซ

ผังแสดงองค์ประกอบของอุปกรณ์ในระบบ CCS ที่ติดตั้งเพิ่มเติม แสดงในรูปที่ 2.6-19

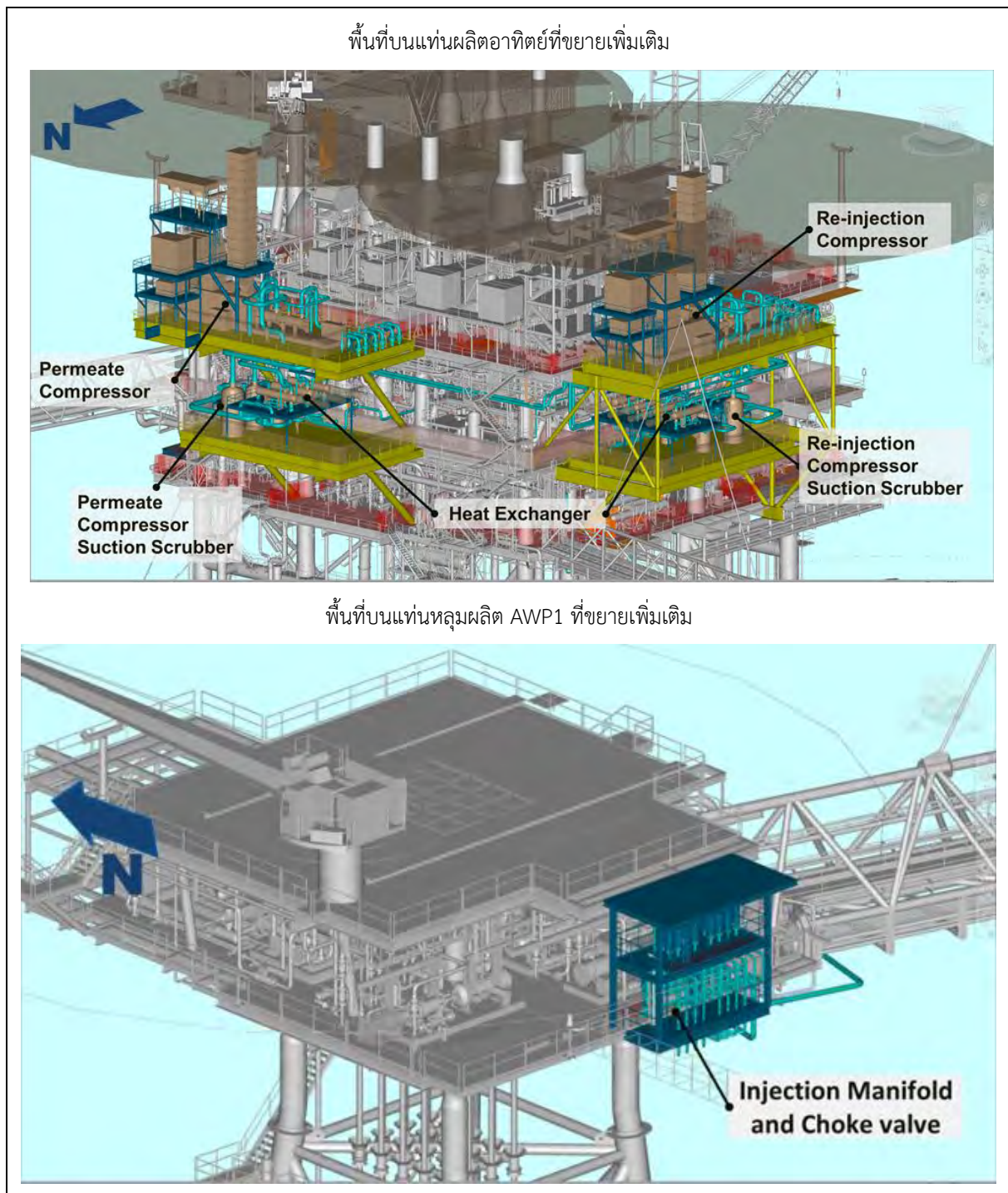
รูปที่ 2.6-19: ผังแสดงองค์ประกอบของอุปกรณ์ที่ติดตั้งเพิ่มเติม



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

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้ศึกษาข้อมูลความแข็งแรงของโครงสร้างของแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต AWP1 ในปัจจุบัน และข้อมูลความเหมาะสมด้านวิศวกรรม เพื่อใช้สำหรับออกแบบขยายพื้นที่ให้สามารถรองรับการติดตั้งอุปกรณ์ในระบบดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และระบบเพิ่มแรงดัน โดยจากข้อมูลการศึกษาเบื้องต้นโครงการฯ วางแผนที่จะขยายพื้นที่แท่นผลิตอาทิตย์ในชั้น Upper deck, Main deck และ Lower deck ทางด้านทิศเหนือและทิศตะวันตก และขยายพื้นที่ทางทิศใต้ของแท่นหลุมผลิต AWP1 ดังแสดงในรูปที่ 2.6-20 ซึ่งเป็นการขยายพื้นที่และติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติม ที่ยังอยู่ในขีดความสามารถของการรองรับของโครงสร้างส่วนขาของทั้งแท่นผลิตอาทิตย์และแท่นหลุมผลิต AWP1 โดยไม่จำเป็นต้องปรับปรุงโครงสร้างส่วนขา

รูปที่ 2.6-20: แผนผังแสดงการขยายพื้นที่ของแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต AWP1 เพื่อติดตั้งอุปกรณ์ในระบบ CCS



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

ข. ชั้นหินกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

1. เกณฑ์การพิจารณาคุณสมบัติของชั้นหินที่เป็นเป้าหมายของการอัดกลับก๊าซ CO₂

คุณสมบัติของชั้นหินที่เหมาะสมสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO₂ จะต้องมีความสามารถในการกักเก็บ (Storage Capacity and Containment) และมีความสามารถในการอัดกลับ (Injectivity) ที่เพียงพอเหมาะสม โดยการพิจารณาคุณสมบัติดังกล่าว สามารถใช้เกณฑ์การคัดกรองเบื้องต้น ดังนี้

- อยู่ในระดับความลึกมากกว่า 800 เมตร
- มีความพรุน (Porosity) เฉลี่ยมากกว่าร้อยละ 10
- มีความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) มากกว่า 10 มิลลิดาร์ซี (mD)
- มีชั้นหินปิดกั้น (Caprock) ที่มีความหนาไม่น้อยกว่า 10 เมตร

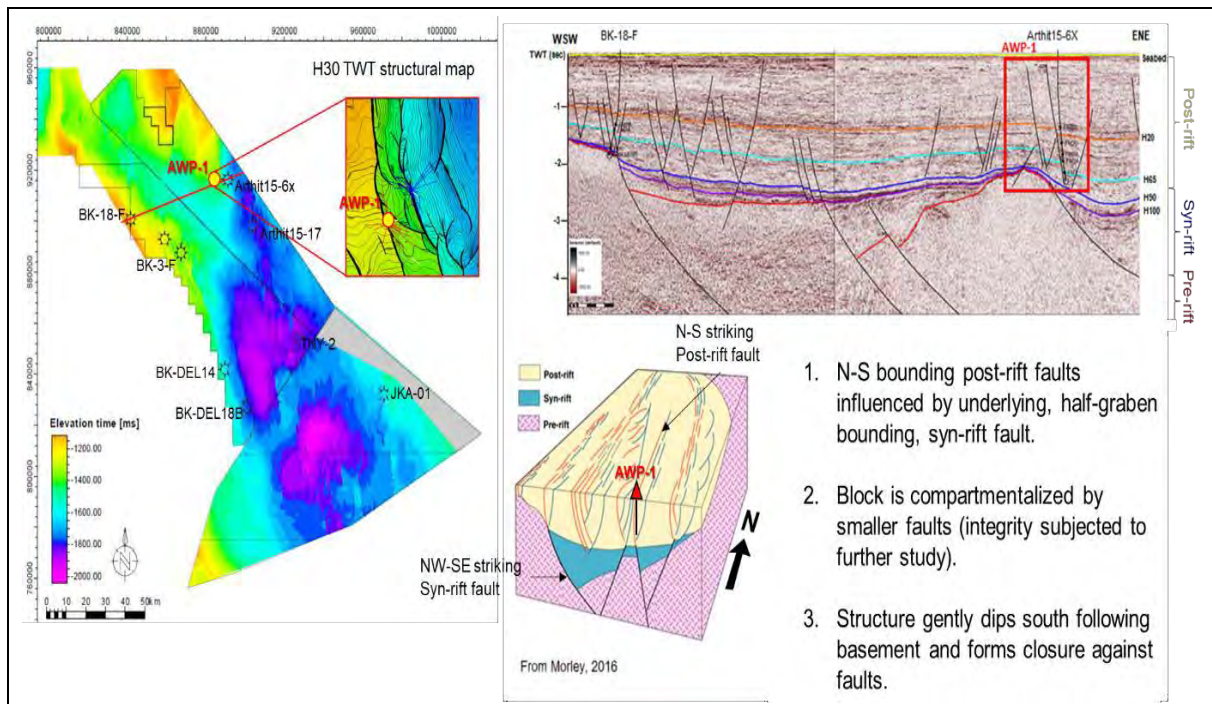
อย่างไรก็ตาม เมื่อสามารถระบุตำแหน่งของชั้นหินกักเก็บที่มีศักยภาพในการกักเก็บก๊าซ CO₂ ภายในพื้นที่โครงการฯ ด้วยการคัดกรองตามเกณฑ์การพิจารณาข้างต้นแล้ว จึงจะพิจารณาดำเนินการพัฒนาชั้นหินกักเก็บดังกล่าวเพื่อใช้สำหรับการกักเก็บก๊าซ CO₂ ทั้งนี้ เพื่อคัดเลือกกลุ่มชั้นหินกักเก็บที่มีความเหมาะสมมากที่สุด ทั้งในด้านศักยภาพของการกักเก็บและการอัดกลับของชั้นหิน และมีความคุ้มค่าสำหรับการลงทุน จากนั้นจึงจะเข้าสู่กระบวนการศึกษาเพื่อกำหนดแผนโดยละเอียดสำหรับการพัฒนาแหล่งกักเก็บเพื่อใช้สำหรับอัดกลับและกักเก็บก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ ให้มีความปลอดภัย ซึ่งประกอบด้วยการศึกษาลักษณะของแหล่งกักเก็บโดยละเอียด การศึกษาการเปลี่ยนแปลงของความดันที่สัมพันธ์กับการอัดกลับก๊าซ CO₂ เพื่อกักเก็บ การเปลี่ยนแปลงทางธรณีกลศาสตร์ และการศึกษาทางธรณีเคมี

2. ผลการพิจารณาคุณสมบัติของชั้นหินที่จะใช้อัดกลับก๊าซ CO₂

โครงการฯ ได้วางแผนที่จะใช้ชั้นหินกักเก็บที่อยู่บริเวณใกล้เคียงกับแท่นหลุมผลิต AWP1 ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์มาใช้สำหรับกักเก็บก๊าซ CO₂ เป็นลำดับแรก เนื่องจากปัจจุบันมีแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่หมดศักยภาพในการผลิตแล้ว และยังสามารถติดตั้งท่อส่งก๊าซ CO₂ จากระบบดักจับและเพิ่มแรงดันบนแท่นผลิต APP ผ่านสะพานเชื่อมไปยังหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ได้โดยไม่ต้องวางท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม

ดังนั้น จึงได้ศึกษาข้อมูลโครงสร้างชั้นหินของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมภายในแหล่งอาทิตย์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในบริเวณโดยรอบแท่นหลุมผลิต AWP1 เพื่อพิจารณาคุณสมบัติของชั้นหินและขนาดของแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมกับการกักเก็บก๊าซ CO₂ ดังแสดงข้อมูลเบื้องต้นของโครงสร้างของชั้นหินบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1 ในรูปที่ 2.6-21

รูปที่ 2.6-21: โครงสร้างของชั้นหินบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1



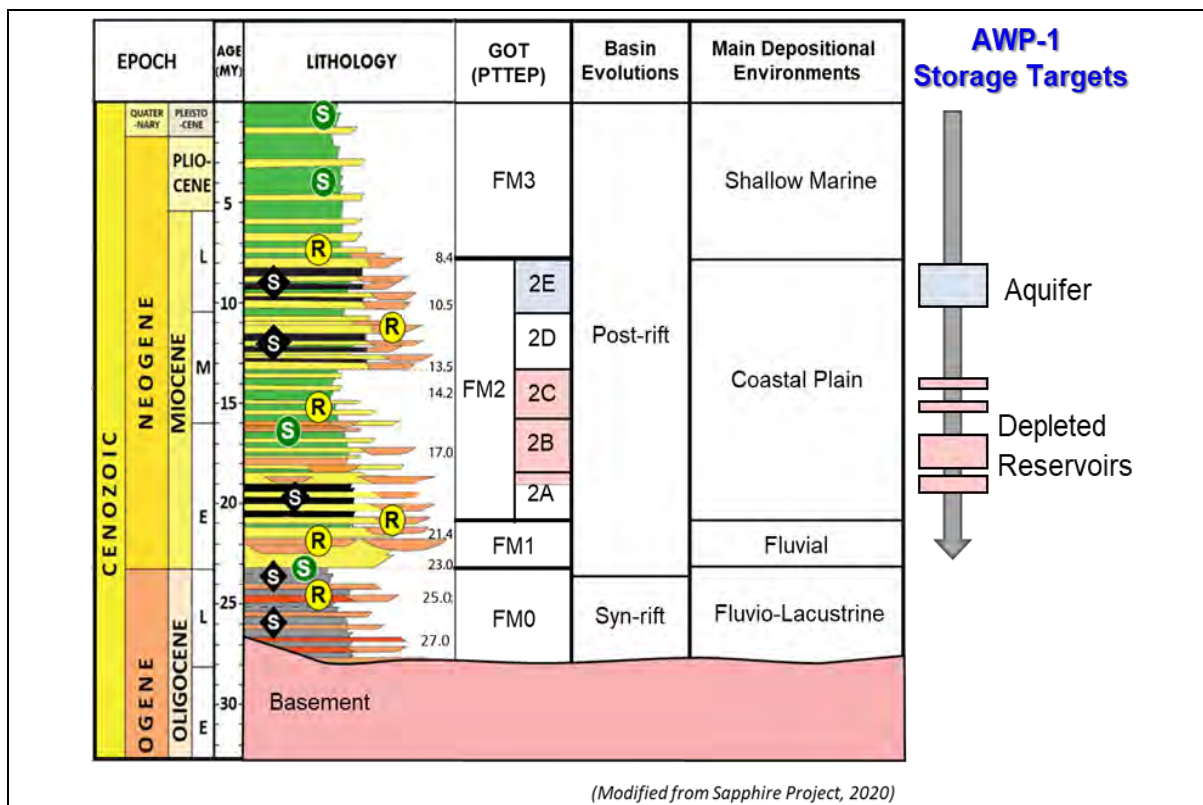
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

จากขั้นตอนการศึกษาข้อมูลในบริเวณโดยรอบแท่นหลุมผลิต AWP1 ซึ่งโครงการฯ มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยา และคุณสมบัติของชั้นหินตั้งแต่ในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ ลักษณะโครงสร้างกักเก็บและชั้นหินปิดกั้น คุณสมบัติของชั้นหิน ความพรุนของชั้นหิน กลไกการกักเก็บของไหลในชั้นหิน ระดับความดันภายในชั้นหิน รวมถึงความแข็งแรงทนทานต่อการเปลี่ยนแปลงจากการอัด CO_2 ทั้งทางกายภาพและทางเคมี พบว่า มีโครงสร้างของชั้นหินกักเก็บที่เหมาะสมสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO_2 แบ่งได้ 2 ประเภท ได้แก่

- ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่เคยใช้ผลิตปิโตรเลียมจนหมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted reservoirs) ที่ความลึกในแนวดิ่งที่แท้จริง (TVD) ประมาณ 2,170 เมตร
- ชั้นหินกักเก็บน้ำเกลือ (Saline aquifer) ที่ความลึกในแนวดิ่งที่แท้จริง (True Vertical Depth หรือ TVD) ประมาณ 1,400 เมตร

ทั้งนี้ ลำดับชั้นหินที่เป็นเป้าหมายสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO_2 ในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1 แสดงในรูปที่ 2.6-22

รูปที่ 2.6-22: ลำดับชั้นหินที่เป็นเป้าหมายสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO₂ บริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1



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

การพัฒนาชั้นหินเพื่อใช้สำหรับอัดกลับและกักเก็บก๊าซ CO₂ จากชั้นหินทั้ง 2 ประเภท มีความคล้ายคลึงกันโดยรวม แต่จะมีประเด็นที่แตกต่างกันที่ต้องมีการพิจารณาพิเศษ ดังนี้

- ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่เคยใช้ผลิตปิโตรเลียมจนหมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted Reservoirs) เป็นแหล่งกักเก็บที่โครงการฯ มีข้อมูลและประวัติการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ตั้งแต่ในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม จึงมีความมั่นใจว่าจะสามารถประเมินศักยภาพการอัดกลับและกักเก็บก๊าซ CO₂ ได้อย่างแม่นยำ รวมทั้งสามารถคาดการณ์คุณสมบัติในการไหลของก๊าซ CO₂ ที่อัดกลับลงไป ด้วยการเทียบเคียงกับการไหลของปิโตรเลียมในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมได้ ทั้งนี้ การอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไปกักเก็บในแหล่งกักเก็บจะเริ่มต้นจากการอัดกลับลงไปแหล่งกักเก็บที่มีความดันต่ำ (เนื่องจากเคยผ่านการผลิตปิโตรเลียมมาแล้ว) และเมื่ออัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไป ความดันภายในแหล่งกักเก็บจะค่อยๆ สูงขึ้นเป็นสัดส่วนตามปริมาณก๊าซ CO₂ ที่อัดกลับลงไปแหล่งกักเก็บ ดังนั้น แผนการพัฒนาของโครงการฯ จึงกำหนดความดันสูงสุดที่จะสามารถอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงในแหล่งกักเก็บ คือ จะต้องไม่เกินค่าความดันเริ่มต้นก่อนการผลิตปิโตรเลียม
- ชั้นหินกักเก็บน้ำเกลือ (Saline Aquifer) เป็นแหล่งกักเก็บที่มีน้ำอยู่ในชั้นหิน และเมื่ออัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไป ก๊าซจะเข้าไปแทรกและแทนที่น้ำในชั้นหิน จึงอาจทำให้ความดันของแหล่งกักเก็บสูงขึ้นกว่าความดันเริ่มต้น ดังนั้น แผนการพัฒนาของโครงการฯ จึงกำหนดความดันสูงสุดที่จะสามารถอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงในแหล่งกักเก็บ คือ จะต้องไม่เกินร้อยละ 90 ของความดันที่ก่อให้เกิดความเสียหายของชั้นหินปิดกั้น (Fracture Pressure of Caprock) เพื่อป้องกันการแตกร้าวของชั้นหินปิดกั้น รวมทั้งจะต้องพิจารณาไม่ให้ความดันแหล่งกักเก็บเกินกว่าค่าที่ทำให้เกิดการซึมผ่านชั้นหินปิดกั้น (Threshold Pressure) ด้วย

โดยผลจากการศึกษาข้อมูลในเบื้องต้นของชั้นหินกักเก็บทั้ง 2 ประเภทข้างต้น คาดว่าจะสามารถกักเก็บก๊าซ CO₂ ได้สะสมรวมประมาณ 125 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาปริมาณก๊าซ CO₂ ที่คาดการณ์จากอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติสูงสุดที่แท่นผลิตอาทิตย์ ซึ่งคาดว่าจะสามารถดักจับก๊าซ CO₂ เพื่อส่งไปอัดกลับเป็นปริมาณเฉลี่ย 55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (หรือ 20,075 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี) ดังนั้น จึงคาดว่าชั้นหินกักเก็บที่จะพัฒนาใช้สำหรับกักเก็บก๊าซ CO₂ ในระยะแรก จะสามารถรองรับการอัดกลับก๊าซ CO₂ ได้เป็นระยะเวลาประมาณ 6 ปี

นอกจากนี้ เพื่อให้ชั้นหินกักเก็บและหลุมอัดกลับ สำหรับรองรับก๊าซ CO₂ ที่ดักจับจากกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ตลอดระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ จึงจำเป็นต้องศึกษาและพิจารณาหาชั้นหินกักเก็บ และตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ที่มีคุณสมบัติเหมาะสมสำหรับการพัฒนาหลุมอัดกลับก๊าซเพิ่มเติมในระยะต่อไป ซึ่งจะต้องมีการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติมตามแนวท่อที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันเพื่อใช้สำหรับลำเลียงก๊าซ CO₂ ไปอัดกลับลงหลุมที่แท่นดังกล่าวต่อไป โดยจากการศึกษาข้อมูลในเบื้องต้น พบว่า มีชั้นหินกักเก็บซึ่งมีคุณสมบัติเหมาะสมที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่อยู่ใกล้กับกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ จำนวน 4 แท่น ได้แก่

- แท่นหลุมผลิต AWP2 (ต้องวางท่อขนส่งใต้ทะเลเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาว 14.69 กิโลเมตร)
- แท่นหลุมผลิต AWP3 (ต้องวางท่อขนส่งใต้ทะเลเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาว 6.47 กิโลเมตร)
- แท่นหลุมผลิต AWP4 (ต้องวางท่อขนส่งใต้ทะเลเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาว 6.23 กิโลเมตร)
- แท่นหลุมผลิต AWP6 (ต้องวางท่อขนส่งใต้ทะเลเชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ยาว 7.18 กิโลเมตร)

ค. หลุมอัดกลับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เนื่องจากก๊าซส่วนที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ของระบบดักจับก๊าซ CO₂ ซึ่งมีก๊าซ CO₂ ในสัดส่วนสูงประมาณร้อยละ 95 มีคุณสมบัติแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว โดยเมื่อผสมกับน้ำจะมีฤทธิ์ในการกัดกร่อนโลหะค่อนข้างสูง ดังนั้น อุปกรณ์ และท่อขนส่งที่เชื่อมต่อระหว่างอุปกรณ์ในระบบ CCS ซึ่งรวมถึงท่อกรูภายในหลุมสำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ จึงจำเป็นต้องใช้เลือกใช้วัสดุที่มีคุณสมบัติทนทานต่อการกัดกร่อน และการใช้งานในสภาพแรงดันสูง ทั้งนี้ เพื่อลดโอกาสของกรณีการรั่วไหลของอุปกรณ์และท่อขนส่ง และเพื่อความปลอดภัยในพื้นที่ปฏิบัติงาน

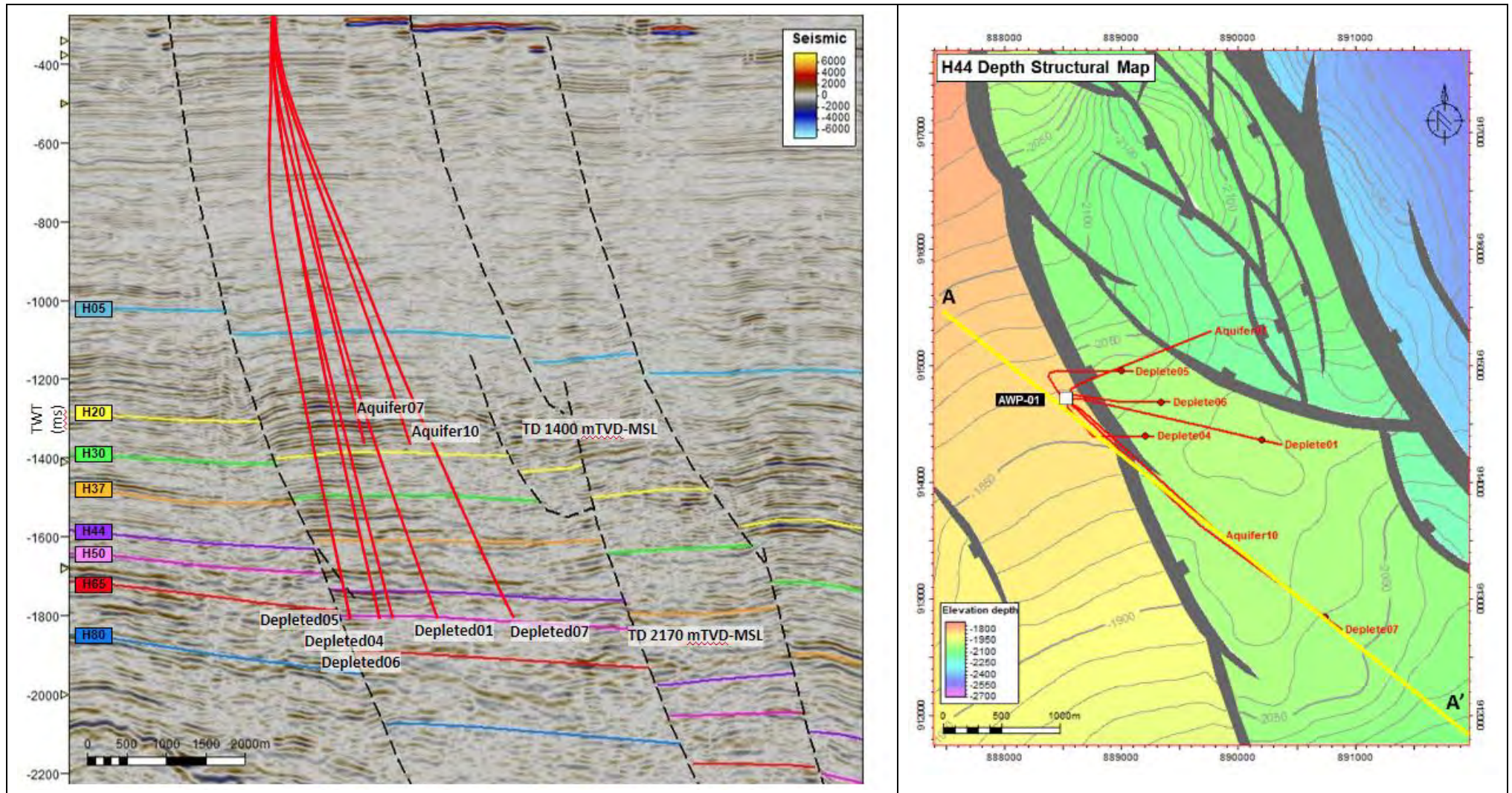
นอกจากนี้ เพื่อให้สามารถควบคุมการอัดกลับได้อย่างมีประสิทธิภาพ และป้องกันการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ผ่านหลุมผลิตที่หมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted well) โครงการฯ จึงต้องดำเนินการปิดและสละหลุมผลิตที่เจาะไปยังชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่เคยใช้ผลิตปิโตรเลียมจนหมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted reservoirs) ที่เป็นเป้าหมายสำหรับการนำมาใช้กักเก็บก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ ทั้งหมด ก่อนเริ่มการเจาะหลุมสำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ ตามแผนงานของโครงการฯ

จากข้อมูลของแหล่งกักเก็บที่มีคุณสมบัติเหมาะสมสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO₂ โครงการฯ จึงได้วางแผนที่จะเจาะหลุมเพื่อใช้สำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ จากแท่นหลุมผลิต AWP1 ไปยังชั้นหินกักเก็บที่เป็นเป้าหมายทั้ง 2 ประเภท ในช่วงไตรมาสที่ 1 ของปี พ.ศ. 2568 จำนวนรวม 7 หลุม ดังแสดงในรูปที่ 2.6-23 และรูปที่ 2.6-24 แบ่งเป็น

- หลุมสำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไปยังชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่เคยใช้ผลิตปิโตรเลียมจนหมดศักยภาพในการผลิตแล้ว (Depleted reservoirs) จำนวน 5 หลุม และ
- หลุมสำหรับอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไปยังชั้นหินกักเก็บน้ำเกลือ (Saline aquifer) จำนวน 2 หลุม

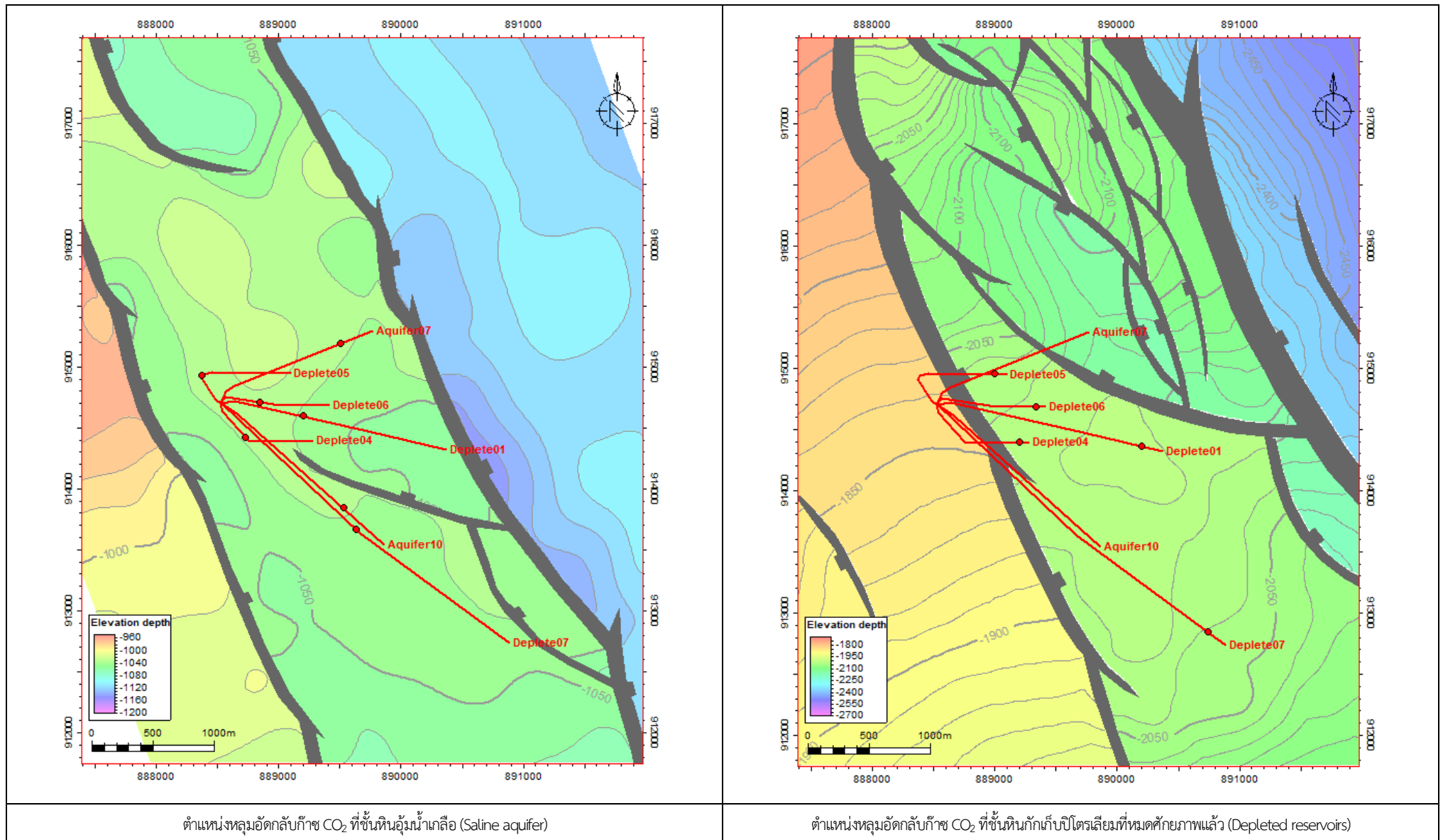
โดยรายละเอียดของขั้นตอนการเจาะ รวมถึงการใช้ของเหลวหรือโคลนในการเจาะและการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ จะเหมือนกับการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมที่นำเสนอรายละเอียดไว้แล้วในหัวข้อที่ 2.6.2.2 ซึ่งจะเป็นการเจาะหลุมแบบ 3 ช่วง โดยท่อกรุและอุปกรณ์ต่างๆ ในหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ จะแตกต่างจากหลุมผลิตปิโตรเลียมที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบัน โดยจะต้องเลือกใช้วัสดุและอุปกรณ์ที่ทนต่อสภาพความเป็นกรด และการกัดกร่อนสูง รวมทั้งมีความเหมาะสมกับอุณหภูมิและแรงดันในหลุมอัดกลับก๊าซ

รูปที่ 2.6-23: ภาพตัดขวางโครงสร้างธรณีของแหล่งกักเก็บ และแนวหลุมที่จะดำเนินการพัฒนาเพื่อใช้อัดกลับก๊าซ CO₂ ในระบบ CCS



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

รูปที่ 2.6-24: ตำแหน่งโครงสร้างธรณีของแหล่งกักเก็บ ที่จะดำเนินการพัฒนาเพื่อใช้อัดกลับก๊าซ CO₂ ในระบบ CCS



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

ง. ระบบการติดตามตรวจสอบหลุมอัดกลับและชั้นหินกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการอัดกลับก๊าซ CO₂ ลงไปในหลุมอัดกลับและชั้นหินกักเก็บมีประสิทธิภาพ และอยู่ในสภาวะที่มีความเหมาะสมตามที่ออกแบบไว้ รวมถึงลดโอกาสที่จะเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมภายนอกจากกรณีการรั่วซึมของก๊าซ CO₂ ที่อัดกลับลงไปในชั้นหินกักเก็บ ดังนั้น ในขั้นตอนการศึกษาและออกแบบทางวิศวกรรมของโครงการฯ จึงได้มีขั้นตอนการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) โดยเป็นการพิจารณาร่วมกันของนักธรณีวิทยา วิศวกรปิโตรเลียม และวิศวกรหลุมเจาะ ของ ปตท.สผ. เพื่อพิจารณาข้อมูลสำคัญต่างๆ ได้แก่ ข้อมูลของชั้นหินกักเก็บ (ลักษณะโครงสร้างกักเก็บและชั้นหินปิดกั้น คุณสมบัติของชั้นหิน ความพรุนของชั้นหิน กลไกการกักเก็บของไหลในชั้นหิน ระดับความดันภายในชั้นหิน ความแข็งแรงทนทานต่อการเปลี่ยนแปลงจากการอัดก๊าซ CO₂ ทั้งทางกายภาพและทางเคมี) และผลจากการศึกษาพฤติกรรมของก๊าซ CO₂ ในแหล่งกักเก็บด้วยแบบจำลองทางธรณีวิทยา ทั้งนี้ เพื่อประเมินความเสี่ยงของการเคลื่อนตัวของก๊าซ CO₂ ออกนอกบริเวณที่ออกแบบไว้ โดยการนำข้อมูลที่รวบรวมได้ข้างต้นมาใช้ประเมินความเสี่ยง โดยวิธีวิเคราะห์ความเสี่ยงแบบโบว์ไท (Bowtie Analysis) เพื่อบันทึกความเสี่ยงการรั่วไหลลักษณะต่างๆ ทั้งการรั่วไหลจากชั้นหินกักเก็บ และหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ โดยมีองค์ประกอบ คือ ที่มาของความเสี่ยง (Threat) ชั้นควบคุม/ป้องกัน (Preventive measures) เหตุการณ์ความเสี่ยง (Top Event) ชั้นควบคุม/บรรเทาผลกระทบ (Recovery measures) ผลกระทบหรือผลที่ตามมา (Consequence) ดังแสดงตัวอย่างในภาคผนวกที่ 2.6-4

ผลการศึกษาข้างต้น พบว่า กรณีการรั่วไหลจากชั้นหินกักเก็บมีระดับความเสี่ยงค่อนข้างต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีการรั่วไหลจากหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ เนื่องจากแหล่งกักเก็บที่เป็นเป้าหมายสำหรับการกักเก็บก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ อยู่ลึกกลงจากพื้นท้องทะเลค่อนข้างมาก และมีชั้นหินหนาปิดกั้นอยู่

อย่างไรก็ตาม ความเสี่ยงของการรั่วไหลจากหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ เป็นความเสี่ยงที่สามารถกำหนดแนวทางในการลดระดับความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยการออกแบบหลุมให้มีความเหมาะสม สามารถรองรับการอัดกลับก๊าซ CO₂ ได้โดยไม่เกิดการรั่วไหล ด้วยการกำหนดให้มีชั้นควบคุมป้องกันไม่ให้เกิดการรั่วไหล เช่น

- การออกแบบหลุมอัดกลับที่มีชั้นป้องกันสองชั้นที่ไม่ขึ้นต่อกัน (Double barriers)
- เลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของก๊าซ CO₂ ตลอดช่วงการปฏิบัติงาน
- ใช้ซีเมนต์ที่มีคุณภาพสูงสำหรับยึดท่อกรุเข้ากับผนังหลุมเจาะที่ชั้นหินเพื่อป้องกันการรั่วซึมผ่านรอยต่อต่างๆ

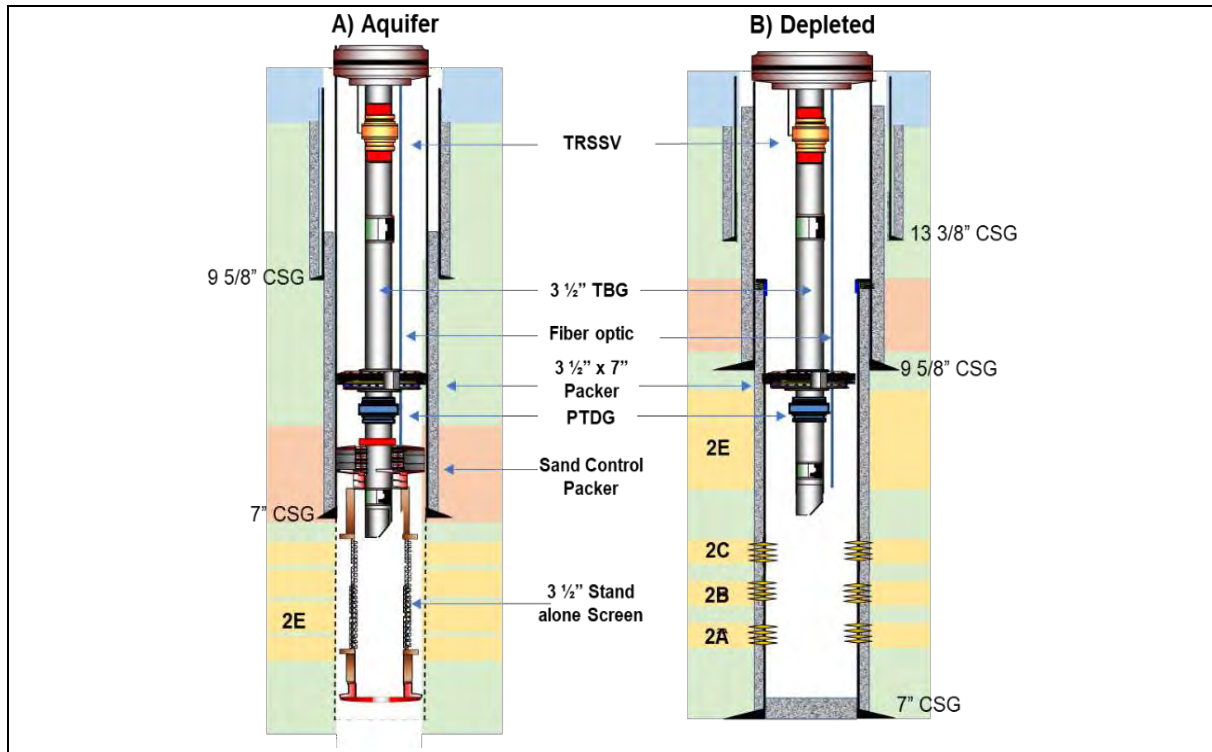
นอกจากนี้ โครงการฯ ได้กำหนดแผนติดตามและตรวจสอบ (Measurement, Monitoring and Verification Plan) ดังนี้

1) การติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (Measurement, Monitoring and Verification หรือ MMV)

เป็นการติดตั้งแบบถาวรภายในหลุมอัดกลับก๊าซ เพื่อรวบรวมข้อมูลมาใช้ในการควบคุมการอัดกลับก๊าซ CO₂ ให้อยู่ในสภาวะที่เหมาะสมตามที่ออกแบบไว้ รวมทั้งตรวจจับความไหวสะเทือนขนาดเล็ก (Micro seismicity) และการรั่วซึมผ่านชั้นหินได้ตั้งแต่ต้นทาง เพื่อให้สามารถปรับการอัดกลับให้เหมาะสมได้ตลอดการดำเนินงาน นอกจากนี้ กรณีที่เกิดการรั่วไหลขึ้น การตรวจพบตำแหน่งและสาเหตุการรั่วไหลที่รวดเร็วจะช่วยให้สามารถจัดการสถานการณ์ได้มีประสิทธิภาพมากขึ้น หรือป้องกันการรั่วไหลจนสู่บรรยากาศ โดยอุปกรณ์หลักที่จะติดตั้งไว้ในหลุมสำคัญตั้งแต่ในขั้นตอนการเตรียมหลุม ดังแสดงในรูปที่ 2.6-25 ได้แก่

- อุปกรณ์วัดค่าความดันและอุณหภูมิที่ตำแหน่งหัวหลุมและก้นหลุม (Pressure and temperature gauges)
- อุปกรณ์ตรวจวัดสัญญาณเสียงใต้ดิน (Distributed Acoustic Sensor หรือ DAS) และ
- อุปกรณ์วัดอุณหภูมิตลอดหลุมอัดกลับ (Distributed Temperature Sensor หรือ DTS)

รูปที่ 2.6-25: การติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (MMV) ในหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂



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

2) การสำรวจสภาพของหลุมอัดกลับด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging)

หลังจากการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ตามที่ออกแบบไว้แล้วเสร็จ จะมีขั้นตอนการการสำรวจสภาพของหลุมอัดกลับด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging) เพื่อยืนยันความสมบูรณ์ของท่อกรและการอัดซีเมนต์ ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของชั้นควบคุมป้องกัน และจะกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งของแผนการบำรุงรักษาหลุมอัดกลับให้อยู่ในสภาพดีตลอดอายุการใช้งาน โดยกำหนดความถี่ของการดำเนินการดังนี้

หลังจากการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ตามที่ออกแบบไว้แล้วเสร็จ จะมีขั้นตอนการการสำรวจสภาพของหลุมอัดกลับด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging) เพื่อยืนยันความสมบูรณ์ของท่อกรและการอัดซีเมนต์ ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของชั้นควบคุมป้องกัน และจะกำหนดให้เป็นส่วนหนึ่งของแผนการบำรุงรักษาหลุมอัดกลับให้อยู่ในสภาพดีตลอดอายุการใช้งาน โดยกำหนดความถี่ของการดำเนินการดังนี้

- ระยะก่อนเริ่มดำเนินการ (Pre-injection Period Monitoring) โดยจะดำเนินการครั้งแรกในช่วงการเจาะหลุมอัดกลับเพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการอัดกลับก๊าซ CO₂ และยืนยันความสมบูรณ์ของหลุม
- ระยะดำเนินการ (Injection Period Monitoring) โดยจะดำเนินการทุก 5 ปี หลังเริ่มดำเนินการอัดกลับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือหากพบความเปลี่ยนแปลงที่จำเป็นต้องเก็บข้อมูลเพิ่มเติมจะสามารถปรับเปลี่ยนความถี่ในการติดตามตรวจสอบต่อไป

3) การติดตามการเปลี่ยนแปลงในพื้นที่ปฏิบัติงาน

เนื่องจากคุณสมบัติของก๊าซ CO₂ จะไม่ติดไฟ ไม่มีสี และไม่มีกลิ่น จึงทำให้การรับรู้ถึงความดันต่ำและความเข้มข้นต่ำ จะสามารถตรวจจับได้โดยใช้อุปกรณ์ตรวจจับเท่านั้น ดังนั้น นอกจากระบบการติดตามตรวจสอบที่ถูกออกแบบไว้ข้างต้นให้สามารถป้องกันการรับรู้ไหลตั้งแต่ต้นทางแล้ว โครงการฯ ยังวางแผนที่จะติดตั้งอุปกรณ์ CO₂ Gas Detector เพื่อตรวจจับหรือตรวจวัดปริมาณก๊าซ CO₂ ในพื้นที่ปฏิบัติงานเพื่อเฝ้าระวังกรณีการรั่วไหลจากอุปกรณ์ในระบบ CCS ที่ติดตั้งอยู่บนแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต AWP1 (ซึ่งไม่อยู่ในห้องปิดแต่มีลักษณะโปร่งโล่งและระบายอากาศได้ดี และไม่มีพนักงานเข้าไปปฏิบัติงานอยู่เป็นประจำ โดยจะเข้าไปเป็นครั้งคราวเท่านั้น) ทั้งนี้ เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน และเพื่อให้สามารถตอบสนองต่อกรณีพบการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ได้ทันที โดยพิจารณากำหนดค่าการแจ้งเตือนของระบบตรวจจับปริมาณก๊าซ CO₂ จากค่ามาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับปริมาณความเข้มข้นในบรรยากาศของพื้นที่ทำงานได้แก่

- ค่า Threshold Limit Values -Time Weighted Average (TLV-TWA) หรือ ค่าขีดจำกัดความเข้มข้นของสารเคมีในบรรยากาศการทำงานเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานปกติ คือ 8 ชั่วโมงต่อวันและ 40 ชั่วโมงต่อสัปดาห์ ตามมาตรฐานสถาบันความปลอดภัยและอนามัยในการทำงานแห่งชาติ ประเทศสหรัฐอเมริกา (National Institute for Occupational Safety and Health หรือ NIOSH) ซึ่งหมายถึง ระดับความเข้มข้นของก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศเฉลี่ยตลอดระยะเวลาการทำงานปกติที่พนักงานซึ่งมีสุขภาพปกติสามารถสัมผัสหรือได้รับเข้าสู่ร่างกายได้ทุกวันตลอดเวลาที่ทำงาน 8 ชั่วโมงต่อวัน โดยไม่เป็นอันตรายต่อสุขภาพ และหากมีความเข้มข้นสูงกว่านี้ตลอดช่วงเวลาการทำงานปกติก็จะเกิดอันตรายต่อสุขภาพและมีสภาวะการมี CO₂ ในเลือดสูง มีค่า 5,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร (ppmv)
- ค่า Threshold Limit Values -Short-term Exposure Limit (TLV-STEL) หมายถึง ค่าขีดจำกัดความเข้มข้นของสารเคมี สำหรับการสัมผัสในระยะเวลานั้นๆ 15 นาที ของก๊าซ CO₂ ตามมาตรฐานของสารเคมีในบรรยากาศการทำงานขององค์กรนักสุขศาสตร์อุตสาหกรรมภาคีรัฐแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (The American Conference of Governmental Industrial Hygienists หรือ ACGIH) มีค่า 30,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร
- ค่า Immediately Dangerous to Life and Health (IDLH) ตามมาตรฐาน NIOSH ซึ่งหมายถึง ค่าความเข้มข้นที่จะไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพหากได้รับสัมผัสอย่างต่อเนื่องไม่เกิน 30 นาที มีค่า 40,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร

ดังนั้น เพื่อป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน และเพื่อให้สามารถตอบสนองต่อกรณีพบการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ได้ทันทีโดยระบบตรวจจับหรือตรวจวัดปริมาณก๊าซ CO₂ จะถูกออกแบบให้แจ้งเตือน ดังนี้

- **การแจ้งเตือนระดับที่ 1** เมื่อมีปริมาณก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศตั้งแต่ 5,000 ส่วนในล้านส่วน โดยปริมาตร จะแจ้งเตือนด้วยระบบเสียงสัญญาณ และสัญญาณไฟในพื้นที่ปฏิบัติงานและห้องควบคุมกลาง ซึ่งเป็นการพิจารณาเลือกให้แจ้งเตือนที่ค่าระดับ TLV-TWA โดยมีวัตถุประสงค์หลัก คือ แจ้งเตือนให้พนักงานที่กำลังปฏิบัติงานอยู่บนแท่นผลิตอาทิตย และแท่นหลุมผลิต AWP1 รับทราบว่าเมื่อเหตุการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้น โดยให้พนักงานหยุดปฏิบัติงาน และออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานที่อาจได้รับสัมผัสก๊าซ CO₂ เพื่อไปยังจุดรวมพล ตามแผนตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินทันที ดังนั้นเมื่อพนักงานออกจากพื้นที่ซึ่งมีความเข้มข้นของ CO₂ ที่ระดับ 5,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร และยังมีค่าต่ำกว่าค่า TLV-STEL ที่จะเกิดอันตรายถึง 6 เท่า จึงจะไม่ได้สัมผัสที่ระดับความเข้มข้นดังกล่าวต่อเนื่อง จนได้รับอันตรายหรือก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพ นอกจากนี้ เมื่อมีสัญญาณแจ้งเตือนเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมจะสามารถตรวจสอบความผิดปกติของระบบต่างๆ ในกระบวนการผลิตและระบบ CCS และสามารถหยุดระบบได้ทันที หากพบว่ามีปริมาณการรั่วไหล ซึ่งการหยุดระบบการผลิตจะเป็นขั้นตอนหนึ่งของการหยุดแหล่งกำเนิดของการรั่วไหล
- **การแจ้งเตือนระดับที่ 2** เมื่อมีปริมาณก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศตั้งแต่ 40,000 ส่วนในล้านส่วน โดยปริมาตรขึ้นไป จะส่งสัญญาณไปยังระบบหยุดการผลิตฉุกเฉินแบบอัตโนมัติทันที

นอกจากนี้ สำหรับผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่แท่นผลิตอาทิตย และแท่นหลุมผลิต AWP1 จะสามารถรับทราบปริมาณก๊าซ CO₂ ในพื้นที่ปฏิบัติงานได้จากเครื่องตรวจจับก๊าซแบบพกพา (Portable Gas Detector) ที่ต้องใช้สำหรับการเข้าพื้นที่ปฏิบัติงานตามข้อกำหนดที่ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน และโครงการฯ ได้จัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยหายใจสำหรับการหนีภัยฉุกเฉิน (Emergency Escape Breathing Device หรือ EEBD) ซึ่งเป็นอุปกรณ์ที่ประกอบด้วยชุดคลัมป์รีซอร์ ถังอัดอากาศ และสายส่งอากาศสำหรับใช้หายใจ เพื่อให้มีอากาศหายใจโดยไม่ต้องใช้อากาศภายนอก และมีขนาดที่เหมาะสมสำหรับใช้ในระหว่างการหนีออกจากพื้นที่อันตราย ที่ถูกออกแบบและทดสอบประสิทธิภาพตามมาตรฐาน ISO 23269-1:2008 หรือเทียบเท่า ให้สามารถใช้งานได้อย่างน้อย 15 นาทีไว้ในตำแหน่งที่เหมาะสมตามเส้นทางการอพยพที่กำหนดไว้ของแท่นผลิตอาทิตย และแท่นหลุมผลิต AWP1 โดยพิจารณาจำนวนให้เพียงพอสำหรับผู้ปฏิบัติงาน เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถนำมาใช้สำหรับการอพยพออกจากพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ไปยังบริเวณที่ปลอดภัยซึ่งถูกกำหนดไว้เป็นจุดรวมพลได้อย่างเพียงพอ โดยกำหนดให้ใช้ EEBD ทันทีที่เครื่องตรวจจับก๊าซแบบพกพา แสดงค่าก๊าซ CO₂ มากกว่า 40,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตร และกำหนดจุดรวมพลไว้ที่แท่นที่พักอาศัยอาทิตย ซึ่งอยู่ทิศเหนือลมและมีระยะห่างมากเพียงพอจากแท่นผลิตอาทิตย และแท่นหลุมผลิต AWP1 ดังแสดงรายละเอียดในภาคผนวกที่ 2.6-5

อย่างไรก็ตาม หากมีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ออกจากอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ CCS ทั้งอุปกรณ์การดักจับด้วยเยื่อเลือกผ่าน อุปกรณ์ในระบบการเพิ่มแรงดัน และการอัดกลับลงหลุม ซึ่งเป็นระบบปิดและดำเนินการภายใต้การควบคุมอุณหภูมิและแรงดัน จะมีระบบแจ้งเตือนฉุกเฉินไปยังห้องควบคุมกลางซึ่งมีเจ้าหน้าที่ควบคุมประจำอยู่ตลอดเวลา เพื่อให้สามารถหยุดระบบการผลิตฉุกเฉินพร้อมทั้งลดแรงดันในระบบการผลิตได้ทันที เช่นเดียวกับกรณีการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวจากกระบวนการผลิตที่ใช้แล้วในปัจจุบัน ก่อนที่จะเริ่มดำเนินการตามขั้นตอนการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ตามแผนที่ได้จัดเตรียมไว้

4) การติดตามตรวจสอบผลกระทบต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล

การกำหนดแผนการเก็บตัวอย่างสิ่งแวดล้อมในทะเล หลังจากเริ่มดำเนินการอัดกลับก๊าซ CO₂ เพิ่มเติมจากที่ดำเนินการในระยะผลิตปิโตรเลียม โดยผนวกไว้แล้วในมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ดังแสดงรายละเอียดใน**บทที่ 5** ซึ่งสรุปประเด็นที่ใช้สำหรับการพิจารณากำหนดแผนการติดตามตรวจสอบผลกระทบ ดังนี้

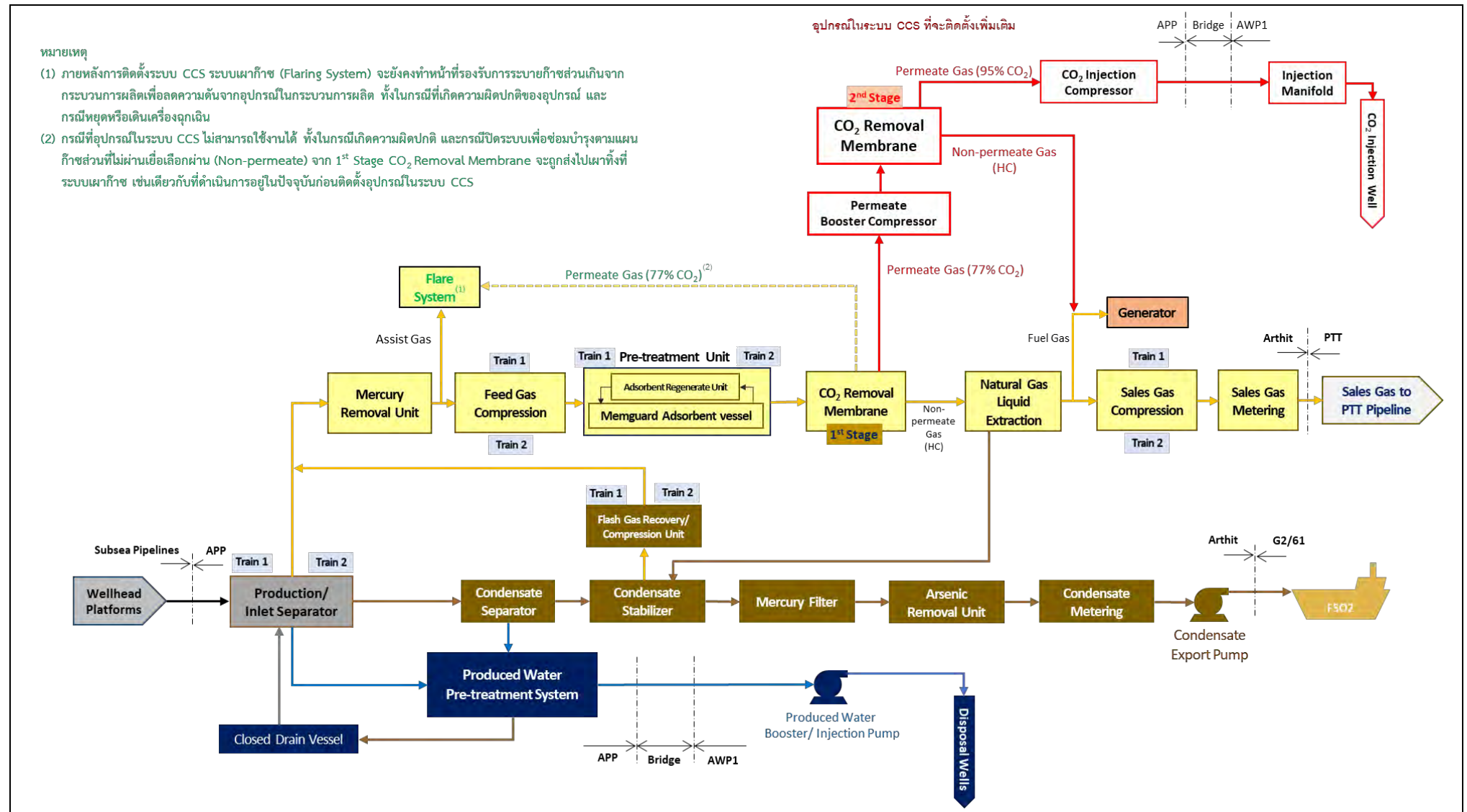
- ปัจจัยสิ่งแวดล้อมที่ติดตามตรวจสอบ ได้แก่ คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสัตว์น้ำดิน เพื่อเฝ้าระวังผลกระทบที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ จากแหล่งกักเก็บ ในปริมาณมากสู่สิ่งแวดล้อม จะทำให้เกิดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของดินตะกอนพื้นท้องทะเล ลดลง และส่งผลให้อยู่ในสภาพที่ไม่เหมาะสมสำหรับการอยู่อาศัยของสัตว์น้ำดิน จนทำให้โครงสร้างประชาคมของสัตว์น้ำดินในบริเวณดังกล่าวเปลี่ยนแปลงไป
- ตำแหน่งสถานที่ติดตามตรวจสอบ ได้พิจารณากำหนดตำแหน่งสถานที่เก็บตัวอย่างในรัศมี 3 กิโลเมตร จากตำแหน่งปากหลุมอัดกลับก๊าซ คือ บริเวณรอบแท่นหลุมผลิต AWP1 เพื่อให้ครอบคลุมรัศมีของแนวหลุมอัดกลับก๊าซ และแหล่งกักเก็บ
- ความถี่ในการติดตามตรวจสอบ ได้กำหนดให้ดำเนินการเก็บตัวอย่างก่อนเริ่มดำเนินการอัดกลับก๊าซ CO₂ 1 ครั้ง เพื่อใช้เป็นข้อมูลพื้นฐาน และจากนั้นให้ติดตามตรวจสอบพร้อมกับการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

2.6.3.8 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมหลังการติดตั้งและใช้งานระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)

ระบบ CCS ที่โครงการฯ วางแผนจะติดตั้งและใช้งานหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จะเกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติและระบบอัดความดันเท่านั้น ในขณะที่กระบวนการผลิตอีก 3 ส่วนหลัก ได้แก่ 1) กระบวนการแยกสถานะของปิโตรเลียม 2) กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว และ 3) ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน

ทั้งนี้ ระบบ CCS จะติดตั้งเพิ่มขึ้นโดยเชื่อมต่อกับ 1st Stage CO₂ Removal Membrane ที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อรวบรวมก๊าซส่วนที่สามารถผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ซึ่งจะมีสัดส่วนคาร์บอนไดออกไซด์ประมาณร้อยละ 77 และยังมีก๊าซธรรมชาติเหลืออยู่ประมาณร้อยละ 23 ที่ปัจจุบันส่งไปกำจัดด้วยระบบเผาไหม้ (Flaring System) เพื่อเปลี่ยนมาจัดการด้วยระบบ CCS แทน ดังแสดงใน**รูปที่ 2.6-26**

รูปที่ 2.6-26: แผนผังแสดงกระบวนการผลิตบนแท่นผลิตอาทิตย์ หลังมีการติดตั้งและใช้งานระบบ CCS



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

หลังจากติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ ในระบบ CCS แล้ว ก๊าซส่วนที่สามารถผ่านเยื่อเลือกผ่านข้างต้น จะถูกรวบรวมส่งเข้าไประบบเพิ่มความดัน (Permeate Compressor Train) และผ่านเยื่อเลือกผ่านอีกครั้งที่ระบบ 2nd Stage CO₂ Removal Membrane ซึ่งจะทำหน้าที่แยกก๊าซออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ส่วนที่ไม่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Non-permeate) ซึ่งเป็นก๊าซธรรมชาติที่มีสัดส่วนไฮโดรคาร์บอนสูง และมีสัดส่วนก๊าซ CO₂ ต่ำ จะถูกกลับมาใช้เป็นเชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Fuel Gas) ซึ่งช่วยให้สามารถนำก๊าซธรรมชาติที่เหลืออยู่กลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้อย่างมีประสิทธิภาพสูงขึ้น
- ส่วนที่ผ่านเยื่อเลือกผ่าน (Permeate Gas) ซึ่งจะเป็นส่วนที่มีก๊าซ CO₂ ในสัดส่วนสูงประมาณร้อยละ 95 จะถูกส่งไปเข้าระบบเพิ่มความดันเพื่ออัดกลับลงหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ทั้งหมด ซึ่งช่วยให้สามารถลดปริมาณก๊าซ CO₂ ที่จะระบายออกสู่บรรยากาศได้

อย่างไรก็ตาม หลังจากติดตั้งและใช้งานระบบ CCS แล้ว จะยังคงส่ง Assist Gas ไปยังระบบเผาไหม้ (Flaring System) ตลอดเวลาเช่นเดียวกับที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน รวมถึงจะต้องบำรุงรักษาอุปกรณ์ในระบบเผาไหม้ ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Preventive Maintenance Plan) อย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ระบบเผาไหม้ยังคงสามารถทำหน้าที่เพื่อความปลอดภัยในพื้นที่ปฏิบัติงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ คือ หน้าที่รองรับการระบายก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตเพื่อลดความดันจากอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต ทั้งในกรณีที่เกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ และกรณีหยุดหรือเดินเครื่องฉุกเฉิน รวมทั้งเป็นระบบสำรองสำหรับเหตุการณ์ไม่ปกติกรณีระบบ CCS ไม่สามารถใช้งานได้ โดยการใช้ Live Flare Inspection by UAV (drone) ปีละ 1 ครั้ง และทำ Visual Inspection ทุก 5 ปี ในช่วงเวลาเดียวกับการหยุดผลิตเพื่อตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตตามแผนที่ดำเนินการอยู่เป็นประจำของโครงการอาทิตย์

นอกจากนี้ เยื่อเลือกผ่าน (Membrane) ในระบบดักจับก๊าซ CO₂ ทั้งที่ใช้งานอยู่แล้วในปัจจุบัน คือ ส่วนของ 1st Stage CO₂ Removal Membrane และที่จะติดตั้งเพิ่มเติมในระบบ CCS คือ 2nd Stage CO₂ Removal Membrane จะมีอายุการใช้งานอย่างน้อย 3 ปี และเมื่อหมดอายุการใช้งาน จะถูกเปลี่ยนและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนด เพื่อส่งไปบำบัดและกำจัดบนฝั่งด้วยวิธีที่เหมาะสมโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป ตามแผนการจัดการของเสียของโครงการอาทิตย์ (หัวข้อที่ 2.9.1)

2.7 การจ้างงานและที่พักอาศัย

กิจกรรมในระยะต่างๆ ของโครงการฯ จะดำเนินงานโดยผู้เชี่ยวชาญในแต่ละด้านทั้งชาวไทยและชาวต่างชาติที่มีประสบการณ์การทำงานในทะเล รวมถึงบริษัทคู่สัญญา หรือบริษัทผู้รับเหมาที่มีความพร้อมทั้งทางด้านอุปกรณ์ และบุคลากร ดังสรุปในตารางที่ 2.7-1

ตารางที่ 2.7-1: จำนวนผู้ปฏิบัติงานและที่พักอาศัยในแต่ละระยะของโครงการฯ

กิจกรรม /ประเภทของเรือ	จำนวน (ลำ หรือแท่น)	จำนวนคน (คน/ลำ หรือคน/แท่น) ⁽¹⁾	การพักอาศัย
ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม			
กิจกรรมการเตรียมพื้นที่			
เรือสนับสนุน (AHTS)	1	16	บนเรือที่ประจำการ
กิจกรรมการขนส่งแท่นหลุมผลิต (Wellhead towing)			
เรือบรรทุก (Material barge)	2	N/A	บนเรือที่ประจำการ
เรือลากจูง (Tug boat)	2	84	บนเรือที่ประจำการ
กิจกรรมการติดตั้งแท่นหลุมผลิต (Wellhead installation) รวมถึงการเชื่อมต่อขนส่งใต้ทะเลกับแท่นหลุมผลิตใหม่			
เรือปั้นจั่น (Derrick lay barge)	1	350	บนเรือที่ประจำการ
เรือบรรทุก (Material barge)	1	-	บนเรือที่ประจำการ
เรือลากจูง (Tug boat)	1	12	บนเรือที่ประจำการ
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	32	บนเรือที่ประจำการ
กิจกรรมการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล (Pipe laying support) รวมถึงการเชื่อมต่อขนส่งใต้ทะเลเข้ากับท่อรับ (Existing riser) ของแท่นหลุมผลิตปลายทาง			
เรือวางท่อ (Derrick lay barge)	1	316	บนเรือที่ประจำการ
เรือบรรทุกท่อ (Material/Pipe barge)	2	-	บนเรือที่ประจำการ
เรือลากจูง (Tug boat)	2	48	บนเรือที่ประจำการ
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	32	บนเรือที่ประจำการ
ระยะการเจาะหลุมผลิตและการเตรียมหลุมผลิต			
กิจกรรมการเจาะหลุมผลิต การหยั่งธรณี การทดสอบหลุม และการเตรียมหลุมผลิต			
แท่นเจาะ	2	170	บนแท่นเจาะ
เรือสนับสนุน (AHTS)	3	15	บนเรือที่ประจำการ
ระยะผลิตปิโตรเลียม			
กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	1	200	บนแท่นที่พักอาศัย AQP
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	15	บนเรือที่ประจำการ
เรือขนส่งผู้ปฏิบัติงาน (Crew boat)	4	7	บนเรือที่ประจำการ

หมายเหตุ: AHTS คือ Anchor Handling Tug Supply vessels

(1) จำนวนพนักงานหรือผู้ปฏิบัติงานสูงสุดจะแปรผันตามขนาดพื้นที่ที่พักอาศัยของแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการดำเนินการจริง

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

2.8 ระบบอำนวยความสะดวก

2.8.1 การจัดหา

น้ำดื่มสำหรับพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการอาทิตย์ในปัจจุบัน ได้มาจากน้ำดื่มบรรจุขวด ซึ่งขนส่งมาจากฐานสนับสนุนบนฝั่งจังหวัดสงขลา สำหรับน้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน (น้ำอุปโภค) จะขนส่งมาจากฐานสนับสนุนบนฝั่งจังหวัดสงขลา และกักเก็บไว้ในถังเก็บน้ำใช้ของเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน รวมทั้งได้จากเครื่องผลิตน้ำใช้จากน้ำทะเลบนเรือกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว แพนเจาะ และแท่นที่פקอาศัยอาทิตย์ ซึ่งมีปริมาณการใช้น้ำในปัจจุบัน ดังนี้

- น้ำดื่ม มีปริมาณการใช้ประมาณ 5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- น้ำใช้ในชีวิตประจำวันในการปฏิบัติงาน มีปริมาณการใช้ประมาณ 67 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน
- น้ำสำหรับกิจกรรมการเจาะหลุมผลิต มีปริมาณการใช้ประมาณ 65 ลูกบาศก์เมตรต่อหลุม

สำหรับการจัดหาอุปโภคบริโภค และน้ำที่ใช้สำหรับกิจกรรมของโครงการฯ ในแต่ละระยะ มีประเภทของน้ำที่ต้องใช้ แหล่งน้ำใช้ และปริมาณการใช้น้ำ น้ำสำหรับจ่ายให้อุปกรณ์เกี่ยวกับความปลอดภัย ปริมาณการใช้ ในแต่ละระยะมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 2.8-1

ตารางที่ 2.8-1: วิธีการจัดหา และปริมาณการใช้น้ำอุปโภคบริโภค และน้ำที่ใช้สำหรับการดำเนินงาน

กิจกรรมของโครงการฯ	ประเภทของน้ำที่ต้องใช้	วิธีการจัดหา	ปริมาณการใช้
ระยะเตรียมการและติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ			
การสำรวจสภาพพื้นที่ ทะเล	น้ำดื่มสำหรับพนักงาน	น้ำดื่มบรรจุขวด	ประมาณ 40 ลิตรต่อวัน
	น้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	ถังเก็บน้ำใช้ของเรือสำรวจ	ประมาณ 4 ลบ.ม.ต่อวัน
การขนส่งและติดตั้ง โครงสร้างแท่นหลุมผลิต	น้ำดื่มสำหรับพนักงาน	น้ำดื่มบรรจุขวด	ประมาณ 280 ลิตรต่อวัน
	น้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	ถังเก็บน้ำใช้ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ประมาณ 28 ลบ.ม.ต่อวัน
การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล	น้ำดื่มสำหรับพนักงาน	น้ำดื่มบรรจุขวด	ประมาณ 260 ลิตรต่อวัน
	น้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	ถังเก็บน้ำใช้ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ประมาณ 26 ลบ.ม.ต่อวัน
	น้ำสำหรับการทดสอบท่อ	น้ำทะเล	สูงสุดประมาณ 365 ลบ.ม. ต่อการทดสอบท่อ 1 เส้น
ระยะเจาะหลุมผลิต			
การเจาะหลุมผลิต	น้ำดื่มสำหรับพนักงาน	น้ำดื่มบรรจุขวด / เครื่องผลิตน้ำดื่มจากน้ำ ทะเลบนแท่นเจาะ	ประมาณ 280 ลิตรต่อวัน
	น้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	เครื่องผลิตน้ำใช้จากน้ำทะเลบนแท่นเจาะ	ประมาณ 28 ลบ.ม.ต่อวัน
	น้ำทะเลที่ใช้เป็นส่วนผสมของโคลนช่วย เจาะ	น้ำทะเล	ประมาณ 750 ลบ.ม.ต่อหลุม
	น้ำที่ใช้เป็นส่วนผสมของโคลนช่วยเจาะ	น้ำจากถังเก็บน้ำของแท่นเจาะ	ประมาณ 300 ลบ.ม.ต่อหลุม
ระยะผลิตปิโตรเลียม			
การผลิตปิโตรเลียมที่แท่น ผลิตอาทิตย์	น้ำดื่มสำหรับพนักงาน	น้ำดื่มบรรจุขวด	ประมาณ 450 ลิตรต่อวัน
	น้ำใช้ในชีวิตประจำวันของพนักงาน	เครื่องผลิตน้ำใช้จากน้ำทะเลบนแท่นที่ พักอาศัยอาทิตย์	ประมาณ 45 ลบ.ม.ต่อวัน
	น้ำในระบบดับเพลิง	น้ำทะเล	-

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

2.8.2 แหล่งพลังงาน

เครื่องยนต์และอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นเจาะ และเรือที่ใช้งานในโครงการฯ จะมีแหล่งกำเนิดพลังงานหลัก คือ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันดีเซลหมุนเร็ว (Marine Gas Oil หรือ MGO) เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งจะมีเรือสนับสนุนทำหน้าที่ขนส่งจากฝั่งและสูบน้ำมาเก็บไว้จนถึงกักเก็บบนแท่นเจาะ และเรือที่ประจำการอยู่ในพื้นที่โครงการฯ ในปริมาณสูงสุดตามขีดความสามารถในการกักเก็บของแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ดังแสดงอัตราการใช้เชื้อเพลิงในตารางที่ 2.8-2

ตารางที่ 2.8-2: อัตราการใช้เชื้อเพลิงสำหรับการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์

กิจกรรม /ประเภทของเรือ	จำนวน (ลำ)	ประเภทเชื้อเพลิง	อัตราการใช้เชื้อเพลิงสูงสุด	หน่วย
ระยะการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม				
กิจกรรมการเตรียมพื้นที่				
เรือสนับสนุน (AHTS)	1	ดีเซลหมุนเร็ว	14,000	ลิตรต่อวัน
กิจกรรมการขนส่งแท่นหลุมผลิต (Wellhead towing)				
เรือบรรทุก (Material barge)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	-	ลิตรต่อวัน
เรือสนับสนุน (Tug boat)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	84,000	ลิตรต่อวัน
กิจกรรมการติดตั้งแท่นหลุมผลิต (Wellhead installation) รวมถึงการเชื่อมต่อขนส่งใต้ทะเลกับแท่นหลุมผลิตใหม่				
เรือปั้นจั่น (Derrick lay barge)	1	ดีเซลหมุนเร็ว	12,000	ลิตรต่อวัน
เรือบรรทุก (Material barge)	1	ดีเซลหมุนเร็ว	-	ลิตรต่อวัน
เรือลากจูง (Tug boat)	1	ดีเซลหมุนเร็ว	12,500	ลิตรต่อวัน
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	41,500	ลิตรต่อวัน
กิจกรรมการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล (Pipe laying support)				
เรือวางท่อ (Derrick lay barge)	1	ดีเซลหมุนเร็ว	12,000	ลิตรต่อวัน
เรือบรรทุกท่อ (Material/Pipe barge)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	-	ลิตรต่อวัน
เรือลากจูง (Tug boat)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	48,000	ลิตรต่อวัน
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	32,500	ลิตรต่อวัน
ระยะการเจาะหลุมผลิตและการเตรียมหลุมผลิต				
กิจกรรมการเจาะหลุมผลิต การขึงธรณี การทดสอบหลุม และการเตรียมหลุมผลิต				
แท่นเจาะ	2	ดีเซลหมุนเร็ว	73,600	ลิตรต่อวัน
เรือสนับสนุน (AHTS)	3	ดีเซลหมุนเร็ว	36,000	ลิตรต่อวัน
ระยะผลิตปิโตรเลียม				
กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	1	ก๊าซธรรมชาติ	15	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
		ดีเซลหมุนเร็ว	750	ลิตรต่อวัน
เรือสนับสนุน (AHTS)	2	ดีเซลหมุนเร็ว	12,000	ลิตรต่อวัน
เฮลิคอปเตอร์	1	Jet-A1	550	ลิตรต่อชั่วโมง
เรือขนส่งผู้ปฏิบัติงาน (Crew boat)	4	ดีเซลหมุนเร็ว	20,000	ลิตรต่อวัน

หมายเหตุ: MGO คือ Marine Gas Oil (MGO) หรือดีเซลหมุนเร็ว

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

2.8.3 การขนส่ง

2.8.3.1 การขนส่งทางอากาศ

การขนส่งพนักงานในระหว่างการดำเนินงานต่างๆ รวมถึงการขนส่งในกรณีฉุกเฉิน จะใช้เฮลิคอปเตอร์เป็นหลัก เช่นเดียวกับที่ปฏิบัติงานอยู่แล้วในปัจจุบัน โดยใช้เวลาในการบินจากฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา ที่ตั้งอยู่ในเขตท่าอากาศยานสงขลา ตำบลบ่อยาง อำเภอเมืองสงขลา จังหวัดสงขลา ไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เทียบละประมาณ 1.15 ชั่วโมง ทั้งนี้ การขนส่งทางอากาศด้วยเฮลิคอปเตอร์จะมีศูนย์กลางในการควบคุมอยู่ที่ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา โดยจะทำหน้าที่กำหนดตารางและเส้นทางการบิน รวมถึงข้อมูลผู้โดยสารในแต่ละเที่ยวบิน (จำนวนและรายชื่อ) ในแต่ละวัน โดยที่อาคารผู้โดยสารจะมีเจ้าหน้าที่ประจำเพื่อทำหน้าที่ตรวจสอบผู้โดยสารและสัมภาระของผู้โดยสารก่อนการเดินทางทุกเที่ยวบิน เพื่อความปลอดภัย นอกจากนี้ ยังมีห้องควบคุม (Control room) ซึ่งมีบุคลากรและอุปกรณ์การสื่อสารและการติดตามตำแหน่งของเฮลิคอปเตอร์ผ่านจอเรดาร์ตลอดเส้นทางการบิน โดยเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมจะมีหน้าที่สื่อสารกับทั้งนักบิน และเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเลทุกแห่งในเส้นทางการบิน เพื่อแจ้งเวลาเข้าออกของเฮลิคอปเตอร์ทุกเที่ยวบิน และตรวจสอบความพร้อมของเจ้าหน้าที่ประจำลานจอดเฮลิคอปเตอร์ (Helideck) ของแท่นที่พักอาศัยก่อนเครื่องขึ้นและลงทุกครั้ง

กรณีมีเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือเกิดความไม่ปกติของเฮลิคอปเตอร์ นักบินจะสามารถสื่อสารกับเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมการบินที่ฐานสนับสนุนการบิน จังหวัดสงขลา และเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเลทุกแห่งได้ทันที รวมทั้งเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมที่ทำหน้าที่ติดตามและตรวจสอบตำแหน่งของเฮลิคอปเตอร์ตลอดเส้นทางการบิน จะรับทราบความผิดปกติได้ทันทีหากมีการสื่อสารที่ผิดปกติหรือหายไปจากหน้าจอเรดาร์แสดงตำแหน่ง ดังนั้น เจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมการบิน จะมีหน้าที่แจ้งเหตุต่อฝ่ายโลจิสติกส์ของ ปตท.สผ. เพื่อเริ่มดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน และเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเล จะทำหน้าที่แจ้งเหตุให้กับหัวหน้าทีมหรือผู้บังคับการเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander หรือ OSC) ของพื้นที่ปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้อง (สำหรับพื้นที่โครงการอาทิตย์จะมีผู้จัดการของโครงการอาทิตย์ หรือ Field Manager ทำหน้าที่ OSC) ทั้งนี้ การตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินจะมีรายละเอียดของขั้นตอน โดยขึ้นอยู่กับลักษณะของเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น เช่น

- กรณีเกิดการสูญหายหรือการตกของเฮลิคอปเตอร์ลงสู่ทะเล เจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมการบินจะแจ้งเหตุต่อฝ่ายโลจิสติกส์ของ ปตท.สผ. พร้อมกับข้อมูลที่สำคัญของเที่ยวบินดังกล่าว ได้แก่ ชื่อหรือรหัสของเฮลิคอปเตอร์ รายชื่อและจำนวนผู้โดยสาร และตำแหน่งที่เกิดเหตุทั้งนี้ เพื่อสั่งการให้เรือสนับสนุนของ ปตท.สผ. ที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดเหตุการณ์มากที่สุด เข้าไปดำเนินการช่วยเหลือทันที และเริ่มดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. ที่กำหนดไว้แล้ว เช่น การประสานแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉิน การเริ่มดำเนินงานของทีมตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉิน การแจ้งหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้อง การค้นหาและช่วยเหลือผู้โดยสารและนักบิน การอพยพผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บ และการแจ้งความคืบหน้าของการดำเนินงานในขั้นตอนต่างๆ เป็นต้น นอกจากนี้ หากจุดเกิดเหตุอยู่ภายในพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียม จะต้องตรวจสอบตำแหน่งและความเป็นไปได้ที่เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างใต้ทะเลทันที โดยหากจุดเกิดเหตุอยู่ในบริเวณที่มีระบบท่อขนส่งใต้ทะเล และสายเคเบิลจะต้องแจ้งให้ทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องตรวจสอบความเสียหายและตอบสนองต่อเหตุการณ์ทันที

- กรณีเกิดความผิดปกติของเฮลิคอปเตอร์และต้องลงจอดฉุกเฉิน นักบินจะสื่อสารกับเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมการบิน เพื่อกำหนดตำแหน่งที่จะนำเฮลิคอปเตอร์ลงจอด จากนั้นจึงจะสื่อสารไปยังเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเลที่จะลงจอด เพื่อเตรียมความพร้อมของลานจอดเฮลิคอปเตอร์ (Helideck) และเจ้าหน้าที่ประจำลานจอด พร้อมทั้งแจ้งไปยัง OSC ของพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลนั้นๆ เพื่อเตรียมความพร้อมของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Onsite Emergency Response Team หรือ ERT) สำหรับเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นในกรณีเลวร้ายที่สุด เช่น การตกของเฮลิคอปเตอร์ในระหว่างลงจอดที่อาจส่งผลกระทบต่อโครงสร้างและความปลอดภัยของแท่นที่พักอาศัยซึ่งเป็นที่ตั้งของลานจอดเฮลิคอปเตอร์ และหากเกิดการตกของเฮลิคอปเตอร์ใกล้กับตำแหน่งแท่นผลิตอาจส่งผลกระทบต่อกระบวนการผลิตปิโตรเลียม เป็นต้น

2.8.3.2 การขนส่งทางเรือ

ในระหว่างการดำเนินงานต่างๆ จะมีรายละเอียดการขนส่งทางเรือดังนี้

- ในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม วัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ส่วนใหญ่จะถูกจัดเตรียมไว้บนเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานจากชายฝั่งตั้งแต่ออกเริ่มดำเนินงานในทะเล ของเสียที่เกิดขึ้นจะถูกรวบรวมไว้บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อขนถ่ายขึ้นบกกำจัดบนฝั่งเมื่อการดำเนินงานเสร็จสิ้น เนื่องจากกิจกรรมในระยนี้จะเกิดขึ้นในระยะเวลาสั้นๆ ดังแสดงในหัวข้อที่ 2.5.1
- ในระหว่างการเจาะหลุมผลิต และการเตรียมหลุมผลิต การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ และของเสียระหว่างแท่นเจาะในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา จะใช้เรือสนับสนุนเป็นหลัก โดยมีระยะเวลาเดินทางประมาณ 17 ชั่วโมงต่อเที่ยว
- ในระหว่างการผลิตปิโตรเลียม การขนส่งหลักจะใช้เรือ 2 ประเภท ได้แก่
 - เรือขนส่งผู้ปฏิบัติงาน (Crew boat) เป็นเรือขนาดเล็ก หลายที่นั่ง และสามารถทำความเร็วได้สูงเหมาะสำหรับการบรรทุกผู้ปฏิบัติงานหรือวัสดุสิ่งของที่มีน้ำหนักไม่มากนัก โดยสามารถจุคนได้สูงสุด 90 คน ใช้ระยะเวลาเดินทางจากฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งประมาณ 10 ชั่วโมง
 - เรือสนับสนุน (Supply vessel) เป็นเรือขนาดใหญ่ กำลังแรงม้าสูง มีที่นั่งจำกัด และทำความเร็วได้ปานกลาง เหมาะสำหรับการบรรทุกวัสดุสิ่งของที่มีน้ำหนักมาก โดยสามารถจุคนได้สูงสุด 40 คน ใช้ระยะเวลาเดินทางจากฐานสนับสนุนบนฝั่ง ไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งประมาณ 15 ชั่วโมง นอกจากนี้ ยังใช้สำหรับการสนับสนุนการปฏิบัติงานต่างๆ ในพื้นที่ปฏิบัติงาน เช่น การขนส่งวัสดุอุปกรณ์และผู้ปฏิบัติงานภายในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง การลากจูงเรือบรรทุก การช่วยการสูบน้ำปิโตรเลียมไปยังเรือบรรทุกรับปิโตรเลียม การแจ้งเตือนเรือจากภายนอก และการสนับสนุนการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ

การขนส่งทางน้ำในทะเลด้วยเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานทุกประเภท ทั้งเรือขนส่งวัสดุอุปกรณ์ และเรือขนส่งพนักงาน จะมีศูนย์กลางในการควบคุมอยู่ที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาศูนย์ควบคุม สงขลา ตั้งอยู่ในอำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา ซึ่งจะทำหน้าที่วางแผนและกำหนดตารางการเดินเรือ เส้นทางเดินเรือในแต่ละวัน รวมถึงควบคุมการเข้าเทียบท่า และออกจากท่าของเรือทุกลำ โดยเรือทุกลำจะได้รับการตรวจสอบข้อมูลรายละเอียดต่างๆ เช่น รายชื่อและจำนวนผู้โดยสารและเจ้าหน้าที่ประจำเรือ ประเภทและน้ำหนักของวัสดุอุปกรณ์ที่ขนส่งในแต่ละเที่ยว นอกจากนี้ ยังมีห้องควบคุม (Control Room) ซึ่งมีบุคลากรและอุปกรณ์การสื่อสารและการติดตามตำแหน่งของเรือผ่านจอเรดาร์ตลอดเส้นทางเดินเรือ โดยเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมจะมีหน้าที่สื่อสารกับทั้งกัปตัน และเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเลทุกแห่งในเส้นทางเดินเรือ เพื่อแจ้งเวลาเข้าออกของเรือและตรวจสอบความพร้อมของเจ้าหน้าที่ประจำแท่นที่พักอาศัยก่อนเรือเข้าเทียบท่าหรือออกจากท่า ทั้งนี้สำหรับเรือที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จะอยู่ในการควบคุมของเจ้าหน้าที่ฝ่ายโลจิสติกส์ที่ประจำอยู่ที่ห้องวิทยุ (Radio Room) ของพื้นที่ปฏิบัติงานแต่ละแห่ง ซึ่งเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ จะทำหน้าที่ตรวจสอบตำแหน่งทิศทางและความเร็วในการแล่นของเรือทุกลำที่อยู่ภายในพื้นที่ของโครงการฯ จากหน้าจอเรดาร์แสดงผลตลอด 24 ชั่วโมง

กรณีมีเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือเกิดความไม่ปกติของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานกัปตันผู้ควบคุมเรือจะสามารถสื่อสารกับเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมที่ฐานสนับสนุนพัฒนาศูนย์ควบคุม สงขลา จังหวัดสงขลา หรือเจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ (Radio Room) ของแท่นที่พักอาศัยในทะเลทุกแห่งได้ทันที รวมทั้งเจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมที่ทำหน้าที่ติดตามและตรวจสอบตำแหน่งของเรือตลอดเส้นทางเดินเรือ จะรับทราบความผิดปกติได้ทันทีหากมีการสื่อสารที่ผิดปกติ หรือหายไปจากหน้าจอเรดาร์แสดงตำแหน่ง ซึ่งจะมีขั้นตอนการแจ้งและดำเนินการตามตำแหน่งของจุดเกิดเหตุ ดังนี้

- กรณีเกิดความเสียหายของเรือในระหว่างเส้นทางเดินเรือ เจ้าหน้าที่ประจำห้องควบคุมการเดินเรือ จะแจ้งเหตุต่อฝ่ายโลจิสติกส์ของ ปตท.สผ. พร้อมแจ้งข้อมูลที่สำคัญของเรือที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ได้แก่ ชื่อหรือรหัสของเรือ รายชื่อและจำนวนผู้โดยสาร รายการวัสดุอุปกรณ์ที่บรรทุกมาบนเรือ และตำแหน่งที่เกิดเหตุ ทั้งนี้ เพื่อสั่งการให้เรือสนับสนุนของ ปตท.สผ. ที่อยู่ใกล้กับจุดเกิดเหตุการณ์มากที่สุด เข้าไปดำเนินการช่วยเหลือทันที และเริ่มดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. ที่กำหนดไว้แล้ว เช่น การประสานแจ้งเหตุการณ์ฉุกเฉิน การเริ่มดำเนินงานของทีมตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉิน การแจ้งหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้อง การค้นหาและช่วยเหลือผู้โดยสารและลูกเรือ การอพยพผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บ และการแจ้งความคืบหน้าของการดำเนินงานในขั้นตอนต่างๆ เป็นต้น
- กรณีเกิดความเสียหายของเรือในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เจ้าหน้าที่ประจำห้องวิทยุ จะต้องแจ้งเหตุไปยัง OSC หรือผู้จัดการของโครงการอาทิตย์ทันที พร้อมแจ้งข้อมูลที่สำคัญของเรือที่เกิดเหตุฉุกเฉิน ได้แก่ ชื่อหรือรหัสของเรือ รายชื่อและจำนวนผู้โดยสาร รายการวัสดุอุปกรณ์ที่บรรทุกมาบนเรือ และตำแหน่งที่เกิดเหตุ ทั้งนี้ เพื่อให้ OSC พิจารณาระดับความรุนแรงของเหตุการณ์และเริ่มดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ในแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. ที่กำหนดไว้แล้วเช่นเดียวกัน

2.8.4 ระบบสื่อสาร

เพื่อให้การบริหารจัดการการขนส่งทางเรือมีประสิทธิภาพสูงสุด และเพื่อเป็นการอนุรักษ์พลังงาน กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จึงได้ดำเนินงานผ่านการควบคุมและบริหารจัดการเรือแบบบูรณาการ โดยได้จัดตั้ง Centralized Offshore Marine Control ให้เป็นจุดศูนย์กลางบริหารจัดการกองเรือทั้งหมดที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการในทะเลอ่าวไทย โดยมีศูนย์ Onshore Marine Control อยู่พื้นฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ซึ่งมีระบบสื่อสารในพื้นที่ต่างๆ ดังตารางที่ 2.8-3

ตารางที่ 2.8-3: รายการระบบสื่อสารที่ใช้สำหรับการปฏิบัติงานโครงการฯ ของโครงการฯ

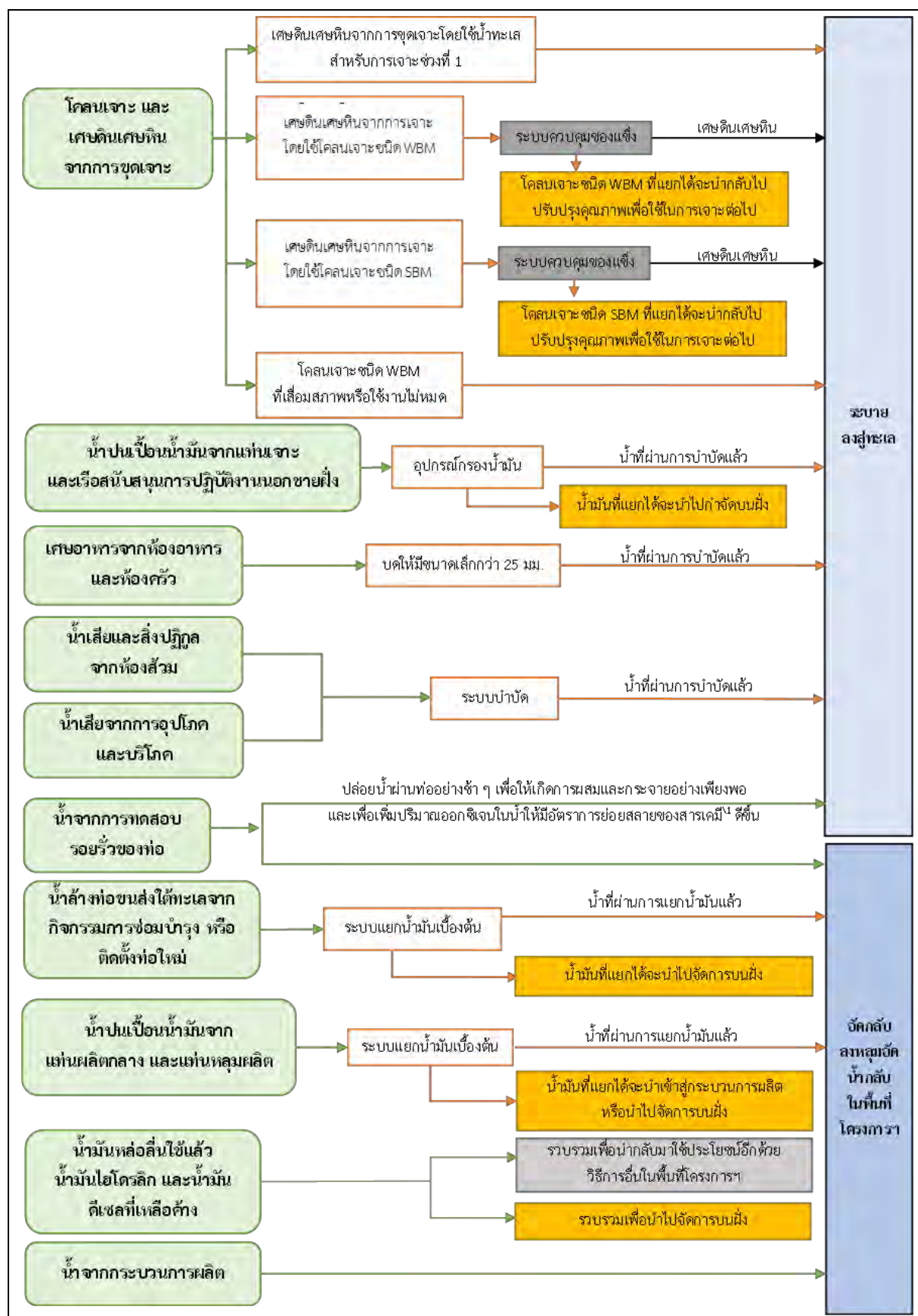
พื้นที่	การสื่อสารกับเรือ	การสื่อสารกับเฮลิคอปเตอร์
ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	<ul style="list-style-type: none">VHF radio systemSingle Side Band radio (SSB)Inmarsat phoneEmail / Telephone	<ul style="list-style-type: none">VHF radio system (Air-to-ground radio)
พื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง	<ul style="list-style-type: none">VHF radio systemSingle Side Band radio (SSB)Inmarsat phoneEmail / TelephoneHF/MF radioNon-directional beacon	<ul style="list-style-type: none">VHF radio system (Air-to-ground radio)

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

2.9 ของเสีย น้ำเสีย มลสารทางอากาศ และการจัดการ

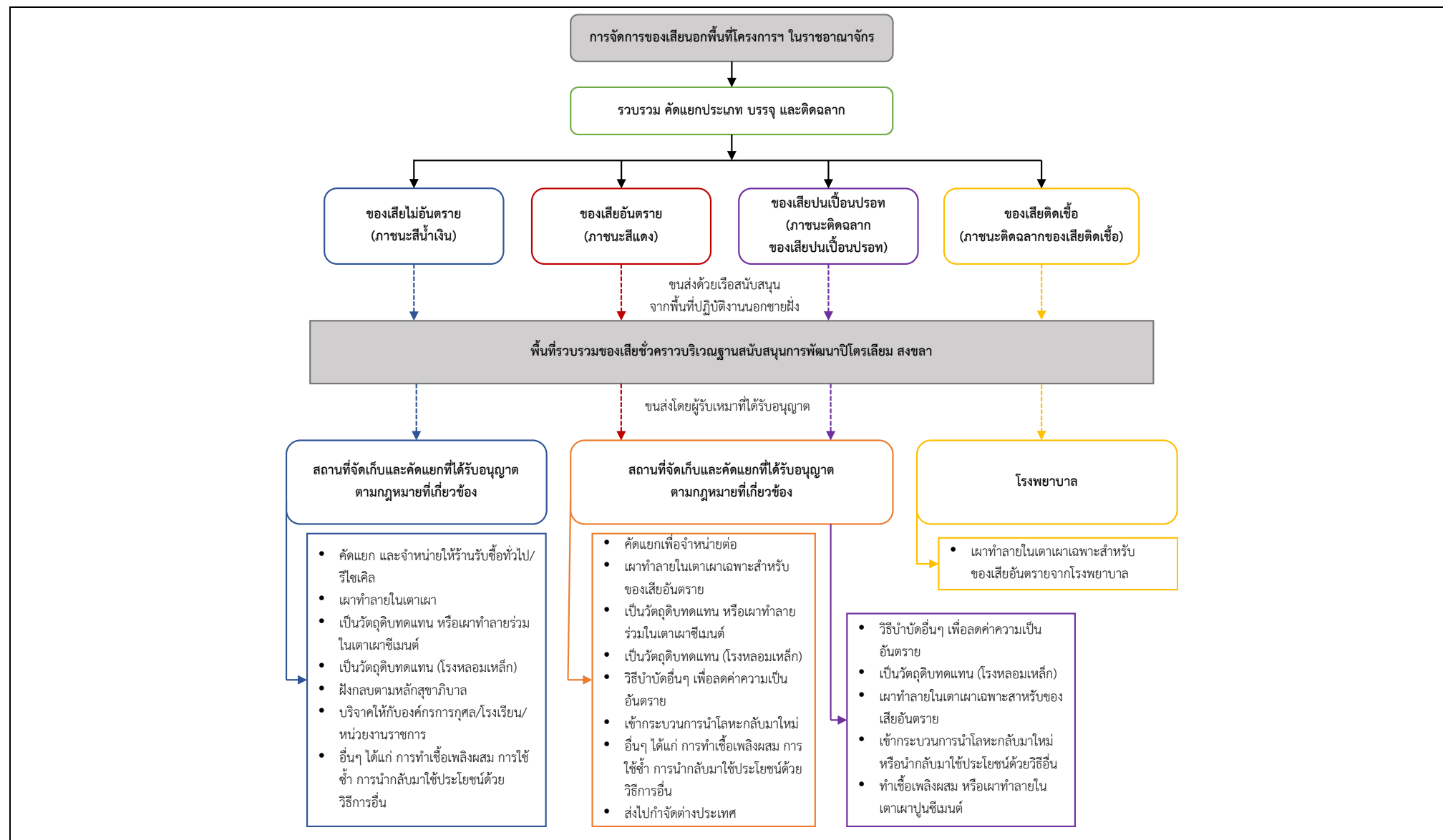
ของเสียและน้ำเสียทุกประเภทที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ทุกระยะ จะต้องได้รับการจัดการตามแผนการจัดการของเสียที่เสนอต่อ ชอ. และได้รับการอนุมัติแล้ว โดยแผนการจัดการของเสียของโครงการอาทิตย์ ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน คือ ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 ซึ่งได้รับการพิจารณาอนุมัติจาก ชอ. แล้ว ตามหนังสือที่ พน.0308/359 ลงวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2565 (ภาคผนวกที่ 2.9-1) ซึ่งสามารถสรุปการจัดการของเสียในพื้นที่โครงการฯ และนอกพื้นที่โครงการฯ ในราชอาณาจักร ในภาพรวม ได้ดังรูปที่ 2.9-1 และรูปที่ 2.9-2 ตามลำดับ

รูปที่ 2.9-1: ภาพรวมการจัดการของเสีย และน้ำเสียในพื้นที่ของโครงการอาทิตย์ในภาพรวม



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

รูปที่ 2.9-2: ภาพรวมการจัดการของเสียภายนอกพื้นที่ของโครงการอาทิตย์ ในราชอาณาจักร ในภาพรวม



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

2.9.1 ของเสีย

ของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ในทุกระยะที่เกิดขึ้นในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ จะได้รับการจัดการแต่ละขั้นตอนอย่างเหมาะสม และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ตั้งแต่แหล่งกำเนิดของเสียจนถึงปลายทางการจัดการของเสีย โดยของเสียที่เกิดขึ้นในพื้นที่ปฏิบัติงานจะได้รับการคัดแยกตามประเภทตั้งแต่แหล่งกำเนิด โดยของเสียที่ต้องจัดการนอกพื้นที่โครงการฯ จะถูกรวบรวมไว้ในภาชนะที่กำหนดก่อนขนส่งไปยังฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา เพื่อให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียเข้ามาขนส่งไปยังสถานที่จัดการของเสียต่อไป

2.9.1.1 ประเภทของเสีย

ของเสียที่ต้องจัดการนอกพื้นที่โครงการฯ จะถูกคัดแยกเป็น 4 ประเภทหลัก ได้แก่

1. ของเสียไม่อันตราย จะรวบรวมใส่ในภาชนะบรรจุของเสียไม่อันตราย (ภาชนะสีน้ำเงิน) และมีการปิดคลุมอย่างมิดชิด เมื่อขนส่งมายังฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาแล้ว จะถูกขนส่งต่อไปเพื่อคัดแยกในสถานที่จัดเก็บและคัดแยกที่ได้รับใบอนุญาตของบริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสีย เช่น บริษัท ดับบลิวเอ็มเอส ดีโป จำกัด และส่งต่อไปยังบริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องซึ่งจะแยกของเสียไม่อันตรายออกเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

- กลุ่มที่ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ เช่น เศษพลาสติก และเศษยาง ซึ่งหลังจากที่คัดแยกแล้ว จะถูกส่งต่อไปเพื่อฝังกลบตามหลักสุขาภิบาลที่สถานที่จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น บริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด หรือเผาทำลายในเตาเผาขยะทั่วไปที่สถานที่จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น เตาเผาขยะของ บริษัท อัคริปรการ จำกัด (มหาชน)
- กลุ่มที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ เช่น ขวดพลาสติก กระดาษและกล่องกระดาษ บรรจุภัณฑ์ที่เป็นโลหะและโลหะผสม น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว ซึ่งหลังจากที่คัดแยกแล้ว จะถูกจำหน่ายให้กับบริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย หรือบริจาคต่อไป

2. ของเสียอันตราย จะรวบรวมใส่ในภาชนะบรรจุของเสียอันตราย (ภาชนะสีแดง) และมีการปิดคลุมอย่างมิดชิด เมื่อขนส่งมายังฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาแล้ว จะถูกขนส่งต่อไปเพื่อดำเนินการต่อที่สถานที่จัดเก็บและคัดแยกที่ได้รับใบอนุญาตมีไว้ครอบครองซึ่งวัตถุอันตรายของบริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสีย เช่น บริษัท ดับบลิวเอ็มเอส ดีโป จำกัด ซึ่งจะแยกของเสียอันตรายออกเป็น 4 กลุ่ม ได้แก่

- ของเสียอันตรายที่สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงได้ เช่น อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล ปนเปื้อนน้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน ไส้กรองน้ำมัน สีส้มดอย น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้ว น้ำมันอื่นๆ ที่ไม่ใช้งานแล้ว น้ำเสียปนเปื้อนน้ำมัน หรือน้ำมันที่แยกได้จากอุปกรณ์กรองน้ำมัน เศษซีเมนต์ ปนเปื้อนน้ำมัน อุปกรณ์ที่ไม่ใช้แล้วปนเปื้อนน้ำมัน สารเคมีที่ใช้แล้วจากห้องปฏิบัติการ วัสดุอุดซับหรือตัวกรองที่ปนเปื้อนน้ำมัน ถ่านกัมมันต์ที่ใช้แล้ว ไส้กรองอากาศปนเปื้อนน้ำมัน ซึ่งหลังจากที่คัดแยก และบรรจุในภาชนะที่กำหนดแล้วจะถูกขนส่งต่อไปยังสถานที่จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อทำเป็นเชื้อเพลิง เช่น บริษัท อีสเทิร์น ซีบอร์ด เอนไวรอนเมนทอล คอมเพล็กซ์ จำกัด บริษัท ปูนซีเมนต์นครหลวง จำกัด (มหาชน) บริษัท เวสแมนเนจเม้นท์

สยาม จำกัด บริษัท ปูนซีเมนต์ไทยทุ่งสง จำกัด บริษัท บีเอ็มที เอเชีย จำกัด หรือผู้รับจัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง หรือนำกลับไปใช้ประโยชน์ด้วยวิธีอื่นต่อไป

- ของเสียอันตรายที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ เช่น บรรจุภัณฑ์ปนเปื้อน กระป๋องอัดแรงตัน กระป๋องสีใช้แล้ว หลอดไฟ หลอดฟลูออเรสเซนต์ แบตเตอรี่ชนิดใช้ตะกั่ว หัวหลุม หรือชุดวาล์วที่ไม่ใช้แล้วที่ปนเปื้อนน้ำมัน จะถูกบำบัดเพื่อลดความเป็นอันตรายที่สถานที่จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อนำกลับไปใช้ประโยชน์ด้วยวิธีอื่น เช่น บริษัท ดับบลิวเอ็ม เอส ดีโป จำกัด บริษัท 106 สิ่งแวดล้อมจำกัด และ บริษัท เหล็กสยามยามาโตะ จำกัด

3. ของเสียอันตรายปนเปื้อนปรอท/สารหนู เช่น อุปกรณ์การสำรวจที่ไม่ใช้งานแล้วที่ปนเปื้อนปรอทจากหลุมผลิต วัสดุตัวกรองเม็ดเซรามิกหรือสารดูดซับปนเปื้อนปรอท/สารหนู อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลปนเปื้อนปรอท/สารหนู บรรจุภัณฑ์หรือเศษวัสดุปนเปื้อนปรอท/สารหนู และกากตะกอนจากอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต จะถูกขนส่งต่อไปหรือจัดการโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น บริษัท บีเอ็มที เอเชีย จำกัด หรือบริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียประเภทนี้ในต่างประเทศ เพื่อตรวจสอบความเข้มข้นของสารปนเปื้อน และลดค่าความเป็นอันตรายหรือวิธีการบำบัดอื่นๆ ที่เหมาะสม

4. ของเสียติดเชื้อจากห้องพยาบาล จะถูกขนส่งไปเผาทำลายในเตาเผาเฉพาะของโรงพยาบาลสงขลา หรือผู้รับเหมาจัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมายต่อไป

2.9.1.2 การรวบรวมและจัดเก็บของเสีย

ของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตราย ต้องรวบรวมใส่ในภาชนะและติดฉลากที่ภายนอกของภาชนะบรรจุให้เรียบร้อย ก่อนทำการเคลื่อนย้ายทุกครั้ง ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 2.9-3 โดยระบุรายละเอียดได้แก่

- ข้อความแสดงว่าเป็น ของเสียไม่อันตราย หรือ ของเสียอันตราย
- ชื่อของเสีย
- ปริมาณ/ปริมาตรของของเสียที่บรรจุ
- วัน/เดือน/ปี ที่บรรจุของเสีย
- สมบัติของของเสีย และข้อมูลความปลอดภัย
- สถานที่กำเนิด เปลี่ยนถ่าย และกำจัดปลายทาง
- ชื่อโครงการ แปลงสำรวจ และผู้รับผิดชอบ
- ข้อควรระวัง
- ข้อกำหนดและเงื่อนไขการบรรจุและขนส่ง
- หมายเลขติดต่อเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน

รูปที่ 2.9-3: ตัวอย่างภาชนะบรรจุของเสียสำหรับขนส่ง

 <p>ภาชนะบรรจุของเสียไม่อันตราย (ภาชนะสีน้ำเงิน หรือ Blue Skip)</p>	 <p>ภาชนะบรรจุของเสียอันตราย (ภาชนะสีแดง หรือ Red Skip)</p>
 <p>ถังพลาสติกเฉพาะ (UN Drum) สำหรับรวบรวมของเสียอันตรายที่ปนเปื้อนปรอท/สารหนู</p>	 <p>ถังเหล็กชนิด Chep Bin</p>
 <p>ภาชนะรวบรวมหลอดไฟใช้แล้ว</p>	

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

สำหรับการเก็บรักษาของเสียและขนส่งของเสียที่ต้องจัดการนอกพื้นที่โครงการฯ ได้มีการกำหนดระยะเวลาในการเก็บรักษาของเสียในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งไว้ไม่เกิน 1 เดือน โดยกำหนดความถี่ในการขนส่งภาชนะบรรจุของเสียที่บรรจุเต็มแล้ว ไปดำเนินการตบแต่งอย่างน้อย 1-2 ครั้งต่อเดือน อย่างไรก็ตาม ความถี่ในการขนส่งภาชนะบรรจุของเสียอาจเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในช่วงที่มีกิจกรรมการซ่อมบำรุงเครื่องจักร หรือมีการเปลี่ยนถ่ายวัสดุกรองหรือสารเร่งปฏิกิริยา ซึ่งปริมาณของเสียจะเกิดขึ้นมากกว่าปกติ

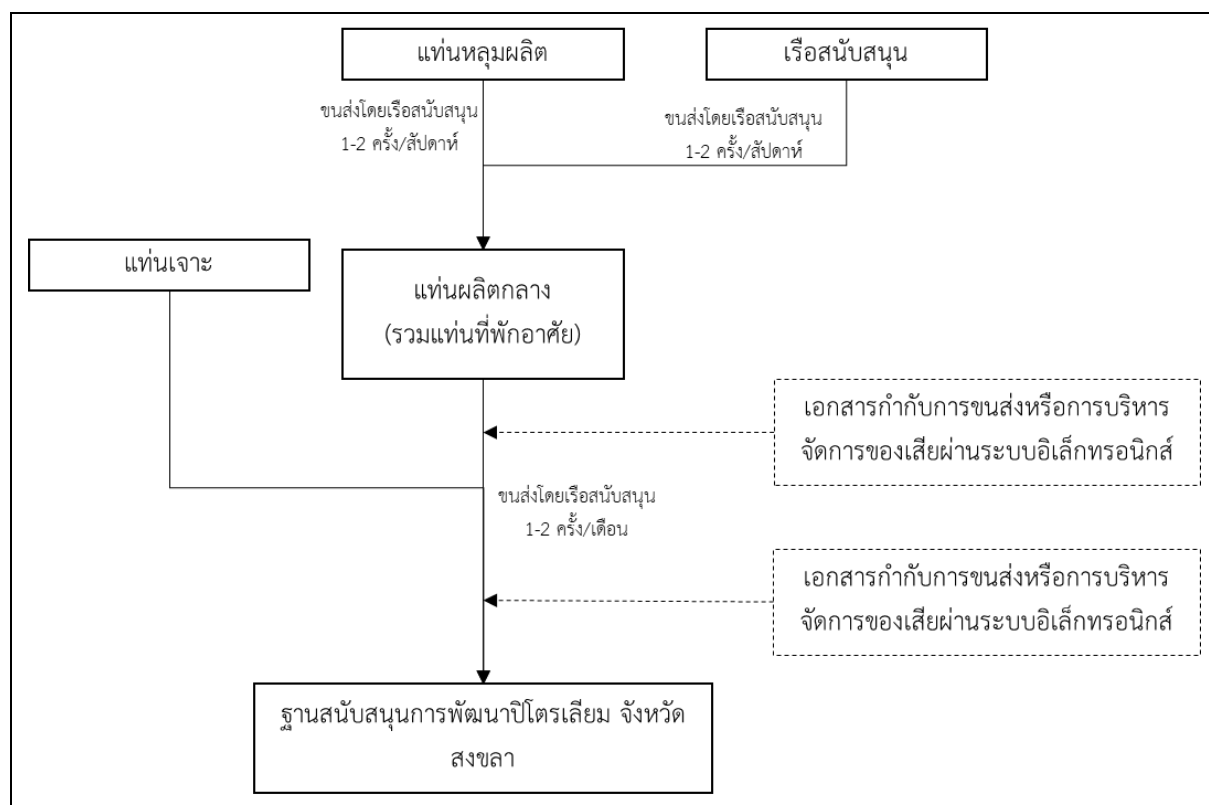
ทั้งนี้ ก่อนที่ของเสียจากพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง จะมาถึงยังท่าเทียบเรือของฐานสนับสนุน การพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โครงการฯ จะติดต่อประสานงานให้ผู้รับเหมาที่มีใบอนุญาตตามกฎหมาย มารับ ของเสียที่ทำเทียบเรือ เพื่อขนส่งต่อไปยังผู้รับบำบัด และ/หรือกำจัดที่ได้รับอนุญาต

ปัจจุบันฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาได้ถูกกำหนดให้เป็นเพียงพื้นที่ขนถ่ายของเสียที่เกิดขึ้นจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จากเรือสนับสนุนไปยังรถขนส่งของผู้รับเหมาที่มีใบอนุญาตตามกฎหมาย เท่านั้น ซึ่งจะมีรถบรรทุกของผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเข้ามาารับของเสียทั้งหมดออกจาก พื้นที่ โดยไม่พักของเสียไว้ที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา

2.9.1.3 การขนส่งของเสีย

การขนส่งของเสียจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง มายังท่าเทียบเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะใช้เรือสนับสนุนที่ใช้งานอยู่ในพื้นที่โครงการฯ โดยจะมีการขนส่งของเสียเข้าฝั่งประมาณ 1-2 ครั้งต่อเดือน โดยใช้ระบบบริหารจัดการของเสียแบบอิเล็กทรอนิกส์ (Waste Management System) ซึ่งเป็นระบบควบคุมและติดตามการขนส่งของเสียจากพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งไปจนถึงผู้รับบำบัดหรือกำจัดปลายทาง โดยระบบมีการเก็บข้อมูลด้านการจัดการของเสียตั้งแต่ ชนิด ปริมาณ แหล่งกำเนิด เส้นทางขนส่ง ผู้ขนส่ง ผู้รับกำจัด และวิธีการจัดการ ดังแสดงในรูปที่ 2.9-4

รูปที่ 2.9-4: แผนผังแสดงการรวบรวมและขนส่งของเสียของโครงการฯ



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

นอกจากนี้ ยังมีระบบร้องขอและตรวจติดตามการขนส่งของ (Material Movement Request หรือ MMR) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้สำหรับการขนส่งสิ่งของต่างๆ เช่น วัสดุอุปกรณ์ และของเสีย ระหว่างพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งและบนฝั่ง โดยถูกออกแบบให้เชื่อมโยงข้อมูลกับระบบบริหารจัดการของเสียแบบอิเล็กทรอนิกส์ข้างต้น และยังใช้ใบกำกับการขนส่งของ (เช่น วัสดุอุปกรณ์ และของเสีย) ระหว่างสองสถานที่ (Dispatch Advise Note หรือ DAN) เพื่อรองรับการขนส่งให้ครอบคลุมในพื้นที่ปฏิบัติการทุกแห่ง

ก่อนการขนส่งของเสีย โครงการฯ จะตรวจสอบความเรียบร้อยของภาชนะบรรจุเพื่อป้องกันการหกรั่วไหลระหว่างการขนส่ง และเมื่อของเสียมาถึงท่าเทียบเรือของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา เจ้าหน้าที่ประจำฐานสนับสนุนจะตรวจสอบความถูกต้องของประเภทและปริมาณของของที่ส่งตามรายละเอียดในเอกสาร MMR หรือ DAN โดยในกรณีที่ประเภทและปริมาณไม่ตรงตามรายละเอียดในเอกสารดังกล่าว เจ้าหน้าที่ประจำฐานสนับสนุนจะตรวจสอบกลับไปในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง และเมื่อพบว่ารายละเอียดตรงกัน จะชั่งน้ำหนักของของเสียแต่ละประเภทเพื่อยืนยันปริมาณของเสียอีกครั้ง ก่อนส่งต่อไปให้ผู้รับเหมาคัดแยก บำบัด และ/หรือ กำจัดของเสียที่ได้รับอนุญาตตามกฎหมาย โดยกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด รวมทั้งจัดทำเป็นข้อมูลเพื่อบันทึกข้อมูลในระบบบริหารจัดการของเสียของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

ผู้ขนส่งของเสียจะต้องมีคุณสมบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้องและตามข้อกำหนดของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งผู้ขนส่งทุกรายจะต้องได้รับใบอนุญาตอย่างครบถ้วน และถูกตรวจสอบความสามารถในการปฏิบัติงานทั้งก่อนและระหว่างการปฏิบัติงาน เช่น บริษัท เวส แมเนจเม้นท์ สยาม จำกัด และห้างหุ้นส่วนจำกัด สักทอง ทรานสปอร์ต

2.9.1.4 การบำบัดและการกำจัดของเสีย

ผู้รับบำบัดหรือกำจัดของเสียต้องผ่านกระบวนการคัดเลือกผู้รับเหมา เพื่อให้มั่นใจว่ามีคุณสมบัติเป็นไปตามมาตรฐานเรื่องการควบคุมดูแลผู้รับเหมาของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และมีศักยภาพในการบำบัดหรือกำจัดของเสียแต่ละประเภทได้ตามกฎหมายหรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ซึ่งผู้รับบำบัดหรือกำจัดทุกรายต้องได้รับใบอนุญาตถูกต้องตามกฎหมาย

2.9.1.5 การจัดทำรายงานการจัดการของเสีย

โครงการอาทิตย์จะจัดทำแผนการจัดการของเสีย เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติตามข้อกำหนดในประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 และเสนอรายงานการจัดการของเสียรายเดือนและรายปี โดยผู้จัดทำรายงานและผู้ควบคุมดูแลการจัดการของเสีย จะต้องทบทวนและลงลายมือชื่อ เพื่อยืนยันความถูกต้องของรายงานฉบับดังกล่าว

2.9.2 โคลนและเศษหินจากการเจาะ

การจัดการโคลนและเศษหินจากการเจาะของโครงการอาทิตย์สำหรับหลุมเจาะแต่ละช่วง จะเป็นส่วนหนึ่งของแผนการจัดการของเสียที่กล่าวถึงข้างต้น โดยสรุปได้ดังตารางที่ 2.9-1

ตารางที่ 2.9-1: การจัดการโคลนและเศษหินจากการเจาะของโครงการฯ

ประเภทของของเสีย*	โคลนและเศษหินจากการเจาะของโครงการฯ	การจัดการ
โคลนที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก	โคลนเจาะชนิด WBM	ปล่อยทิ้งบริเวณใกล้แท่นหลุมผลิต
โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก	โคลนเจาะชนิด SBM	เจาะในระบบปิด เพื่อให้สามารถนำโคลนเจาะชนิด SBM กลับมาใช้ใหม่
เศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก*	เศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะหลุมช่วงที่ 1	เศษหินและโคลนจากการเจาะจะกองอยู่บริเวณปากหลุม เนื่องจากยังมีการติดตั้งท่อกรุเพื่อให้สามารถนำเศษหินกลับขึ้นมายังแท่นเจาะได้
	เศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะหลุมช่วงที่ 2	แยกส่วนที่เป็นโคลนออกจากเศษหินและปล่อยทิ้งส่วนที่เป็นเศษหินที่แยกแล้วลงสู่ทะเล
เศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก*	เศษหินและโคลนที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะหลุม ช่วงที่ 3-5	แยกส่วนที่เป็นโคลนออกด้วยระบบควบคุมของแข็ง เพื่อควบคุมปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินให้ไม่เกินร้อยละ 12 จากนั้นปล่อยส่วนที่เป็นเศษหินที่แยกแล้วลงสู่ทะเล และนำโคลนที่แยกได้กลับมาใช้ใหม่

หมายเหตุ: * ประเภทของเสียตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม พ.ศ. 2556 ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556

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

ทั้งนี้ ชนิดและปริมาณของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ และเศษหินที่เกิดจากการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ และรายละเอียดวิธีการจัดการ แสดงในหัวข้อที่ 2.6.2.2

2.9.3 น้ำเสีย

2.9.3.1 น้ำปนเปื้อนน้ำมัน

น้ำปนเปื้อนน้ำมันที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินงานกิจกรรมของโครงการฯ ส่วนใหญ่จะมีแหล่งกำเนิดหลักจากกิจกรรมที่เกิดขึ้นบนเรือ แท่นเจาะ แท่นผลิต แท่นหลุมผลิต และเรือกักเก็บปิโตรเลียม โดยมีวิธีการจัดการน้ำที่อาจปนเปื้อนน้ำมันจากแหล่งต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 2.9-2

ตารางที่ 2.9-2: แหล่งกำเนิดของน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันและระบบการจัดการ

แหล่งกำเนิด / ประเภท	วิธีการจัดการ
เรือที่ปฏิบัติงานในโครงการฯ	
น้ำใต้ท้องเรือ และน้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมไว้ในถังเก็บน้ำปนเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนปล่อยลงสู่ทะเล ตามข้อกำหนดของ MARPOL 73/78 น้ำมันที่ได้จากการแยก จะเก็บไว้ในถังเก็บ และบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
น้ำมันปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมไว้ในถังเก็บ และบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
น้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน	<ul style="list-style-type: none"> หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย
แท่นเจาะ	
น้ำใต้ท้องเรือ และน้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมไว้ในถังเก็บน้ำปนเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนปล่อยลงสู่ทะเล ตามข้อกำหนดของ MARPOL 73/78 (แท่นเจาะทุกแท่นของโครงการฯ จะถูกกำหนดให้มีอุปกรณ์กรองน้ำมัน) น้ำมันที่แยกได้จากอุปกรณ์กรองน้ำมัน จะถูกเก็บไว้ใน Oil dirty tank (หรือในกรณีที่น้ำมันมีปริมาณมากจะเก็บไว้ใน Tote tank) เพื่อรอการขนส่งตามระยะเวลาที่กำหนดไปกำจัดบนฝั่งโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป ในกรณีที่อุปกรณ์กรองน้ำมันใช้งานไม่ได้ จะรวบรวมน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องไว้ในถังเก็บบนแท่นเจาะ และบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดเช่นเดียวกับน้ำมันที่ใช้แล้ว
น้ำมันปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมไว้ในถังเก็บ และบันทึกปริมาณ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องต่อไป
แท่นผลิต	
น้ำฝนที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าที่มีโอกาสปนเปื้อนน้ำมันในกรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน	<ul style="list-style-type: none"> น้ำฝนที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมต่ำ จะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system) เพื่อระบายลงสู่ทะเลผ่านท่อแยกน้ำมันใต้ทะเล (Disposal tube) ซึ่งถูกออกแบบให้น้ำมันแยกชั้นลอยขึ้นด้านบน ส่วนน้ำซึ่งมีความหนาแน่นมากกว่าจะไหลลงสู่ด้านล่างออกสู่ทะเล โดยมีการสูบน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนเพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย

ตารางที่ 2.9-2: แหล่งกำเนิดของน้ำปนเปื้อนน้ำมันและระบบการจัดการ (ต่อ)

แหล่งกำเนิด/ประเภท	วิธีการจัดการ
แท่นผลิต (ต่อ)	
น้ำปนเปื้อนน้ำมันที่ระบายจากพื้นที่ตั้งอุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ในกระบวนการผลิต	<ul style="list-style-type: none"> น้ำที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมสูง จะถูกรวบรวมด้วยระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system) ก่อนส่งไปที่ถังกักเก็บ ที่เรียกว่า “Open drain vessel” ซึ่งจะทำหน้าที่แยกน้ำมันที่ปนเปื้อนออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกได้ไปยังระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) เพื่อส่งน้ำมันกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป ทั้งนี้ ส่วนของน้ำที่แยกได้จาก “Open drain vessel” ซึ่งอาจมีน้ำมันปนเปื้อนอยู่ในปริมาณเล็กน้อยจะถูกส่งไปยังท่อแยกน้ำมันใต้ทะเล (Disposal tube) ซึ่งถูกออกแบบให้น้ำมันแยกชั้นลอยขึ้นด้านบน ส่วนน้ำซึ่งมีความหนาแน่นมากกว่าจะไหลลงสู่ด้านล่างออกสู่ทะเล โดยมีการสูบน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนเพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต เช่นเดียวกับน้ำฝนที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมต่ำ เพื่อเก็บน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนแล้วนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตอีกครั้ง จะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) เพื่อส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล
น้ำปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ต่างๆ	
ของเหลวที่ระบายจากกระบวนการผลิตหน่วยต่างๆ	
น้ำล้างอุปกรณ์ในห้องปฏิบัติการ	
แท่นหลุมผลิต	
น้ำฝนที่ระบายจากชั้นดาดฟ้า	<ul style="list-style-type: none"> น้ำฝนที่ตกในบริเวณที่ไม่มีการปนเปื้อนจะถูกระบายลงสู่ทะเล น้ำฝนที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมต่ำ จะถูกรวบรวมเข้าสู่ถังกักเก็บ (Sump tank) และรอการสูบกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย น้ำที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมสูง จะถูกรวบรวมไปที่ถังกักเก็บ (Sump tank) และรอการสูบกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต
น้ำปนเปื้อนน้ำมันที่ระบายจากพื้นที่ตั้งอุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ในกระบวนการผลิต	
น้ำปนเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ต่างๆ	

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (2562)

2.9.3.2 น้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยแรงดันน้ำ

น้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำที่เกิดขึ้นในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมจะถูกขนถ่ายส่งผ่านระบบท่อขนส่งใต้ทะเล เพื่อป้อนกลับที่ระบบอัดน้ำกลับทั้งหมด เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล โดยคาดว่าปริมาณน้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยแรงดันน้ำสูงสุดประมาณ 1,140 ลูกบาศก์เมตร ต่อการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล 1 แนว ซึ่งยังสามารถจัดการได้ด้วยระบบอัดน้ำกลับของโครงการฯ

2.9.3.3 น้ำจากกระบวนการผลิต

2.9.3.3.(1) การคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต

จากข้อมูลแผนการผลิตปิโตรเลียมที่กล่าวถึงในหัวข้อที่ 2.6.3.1 ทำให้สามารถคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่จะเกิดขึ้นสูงสุดในช่วงปี พ.ศ. 2566-2572 ที่แท่นผลิตอาทิตย์ดังแสดงในตารางที่ 2.9-3 ซึ่งการคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต ได้พิจารณาจากการผลิตทั้งที่แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งแล้ว และแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาของโครงการฯ โดยเมื่อพิจารณาข้อมูลการผลิตที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2565 พบว่า แท่นผลิตอาทิตย์มีน้ำจากกระบวนการผลิตสูงสุด 16,962 บาร์เรลต่อวัน

ทั้งนี้ การผลิตที่จะเกิดขึ้นจากแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติม ไม่ได้เป็นการเพิ่มกำลังการผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ แต่เป็นการผลิตเพื่อทดแทนกำลังการผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ที่มีแนวโน้มลดลงเพื่อให้สามารถรักษากำลังการผลิตได้ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (DCQ) ดังนั้น การผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ในระยะต่อไปจึงจะไม่ทำให้มีปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตในภาพรวมเพิ่มขึ้นจากในปัจจุบัน

ตารางที่ 2.9-3: การคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่จะเกิดขึ้นที่แท่นผลิตอาทิตย์ ในช่วงปี พ.ศ. 2566-2572 ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลง

ช่วงเวลาการผลิต	การคาดการณ์อัตราการเกิดขึ้นของน้ำจากกระบวนการผลิต (บาร์เรล/วัน)		ขีดความสามารถของระบบอัดน้ำกลับ (บาร์เรล)
	ก่อนการเปลี่ยนแปลง ⁽¹⁾	หลังการเปลี่ยนแปลง	
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2566	11,176.80	10,760.7	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2566	11,033.80	11,104.5	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2566	11,398.00	11,943.9	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2566	11,437.80	11,455.0	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2567	11,693.40	11,643.4	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2567	12,015.60	10,231.7	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2567	11,927.20	10,287.4	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2567	10,971.50	10,906.4	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2568	9,862.20	13,453.2	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2568	8,893.60	13,417.7	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2568	8,160.20	14,078.6	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2568	7,512.50	15,282.3	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2569	6,946.20	15,546.9	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2569	6,445.00	15,560.8	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2569	5,991.40	13,997.5	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2569	5,540.90	15,877.7	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2570	5,116.00	15,739.4	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2570	4,566.30	15,578.0	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2570	4,092.30	14,418.8	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2570	3,856.50	15,816.1	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2571	3,638.10	15,975.4	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2571	3,435.50	16,140.4	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2571	3,245.50	15,676.5	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2571	3,066.50	15,642.3	20,000
ไตรมาส 1 ปี พ.ศ. 2572	2,891.70	16,067.2	20,000
ไตรมาส 2 ปี พ.ศ. 2572	2,738.70	16,306.5	20,000
ไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2572	2,591.70	16,435.4	20,000
ไตรมาส 4 ปี พ.ศ. 2572	2,450.30	15,067.6	20,000

หมายเหตุ: (1) ข้อมูลที่ระบุไว้ในรายงานโครงการระยะที่ 2

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

2.9.3.3.(2) ชีตความสามารถของระบบอัดน้ำกลับ

น้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากกระบวนการแยกสถานะที่แทนผลิตอาทิตย จะถูกรวบรวมเข้าสู่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต ดังนี้

- ส่งเข้าระบบบำบัดเบื้องต้น (Pre-treatment Unit) เพื่อแยกอนุภาคของแข็งที่มีขนาดใหญ่กว่า 10 ไมครอน และลดปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนให้มีค่าไม่เกิน 100 ส่วนในล้านส่วน โดยปริมาตร โดยระบบบำบัดเบื้องต้นมีชีตความสามารถในการรับน้ำจากกระบวนการผลิตเข้าบำบัด 20,000 บาร์เรลต่อวัน
- ส่งน้ำที่ผ่านการบำบัดเบื้องต้นแล้วไปอัดกลับด้วยระบบอัดกลับน้ำ (Re-injection System) ซึ่งประกอบด้วย
 - เครื่องสูบน้ำอัดเพิ่มแรงดัน และเครื่องสูบน้ำกลับ จำนวน 2 ชุด (ใช้เป็นอุปกรณ์หลักในการอัดกลับน้ำ 1 ชุด และใช้เป็นอุปกรณ์สำรอง 1 ชุด) ซึ่งมีชีตความสามารถในการอัดกลับน้ำสูงสุด 20,000 บาร์เรลต่อวัน
 - หลุมอัดน้ำกลับ (Disposal Well) ที่แทนหลุมผลิต AWP1 จำนวน 3 หลุม ซึ่งมีความสามารถในการรองรับปริมาณน้ำที่จะอัดกลับได้ทั้งหมดประมาณ 26,400 บาร์เรลต่อวัน จากผลจากการทดสอบความสามารถในการอัดน้ำกลับของโครงการอาทิตย (ปตท.สผ., 2558) โดยคาดว่า จะสามารถรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตในช่วงที่มีการผลิตจากโครงการฯ ได้จนถึงสิ้นสุดอายุสัมปทาน

2.9.3.3.(3) แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต

แผนการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตของโครงการฯ ซึ่งพิจารณาจากข้อมูลการคาดการณ์ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิต และชีตความสามารถของระบบอัดน้ำกลับของโครงการอาทิตยในข้างต้น สามารถสรุปได้ ดังนี้

- ในช่วงการดำเนินงานในสภาวะปกติ (Normal Operation) จะใช้เครื่องสูบน้ำอัดเพิ่มแรงดัน และเครื่องสูบน้ำกลับจำนวน 1 ชุด เป็นอุปกรณ์หลักในการอัดน้ำ ซึ่งมีชีตความสามารถในการอัดกลับน้ำสูงสุด 20,000 บาร์เรลต่อวัน สามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดที่แทนผลิตอาทิตยจนถึงสิ้นสุดอายุสัมปทานปิโตรเลียม โดยจะมีปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตเกิดขึ้นสูงสุดที่ 16,435 บาร์เรลต่อวัน (ประมาณไตรมาสที่ 3 ของปี พ.ศ. 2572) แสดงดังตารางที่ 2.9-3
- ในช่วงที่มีการซ่อมบำรุงเครื่องสูบน้ำอัดเพิ่มแรงดัน และเครื่องสูบน้ำกลับตามแผนซ่อมบำรุงเชิงป้องกัน (preventive maintenance) และกรณีอุปกรณ์ชำรุดเสียหาย ซึ่งเป็นการดำเนินงานในสภาวะไม่ปกติ (abnormal operation) จะนำอุปกรณ์ที่เป็นเครื่องสำรองซึ่งมีอยู่จำนวน 1 ชุด มาใช้อัดกลับน้ำ เพื่อรักษาอัตราการอัดกลับน้ำหรือชีตความสามารถของระบบให้เหมาะสมกับอัตราการเกิดขึ้นของน้ำจากกระบวนการผลิตในขณะนั้น เพื่อให้มั่นใจได้ว่า ระบบอัดกลับน้ำจะสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นได้ทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล

- ในกรณีที่เมื่ออัตราการเกิดขึ้นของน้ำจากระบวนการผลิตที่แทนผลผลิตอาทิตย์สูงกว่าขีดความสามารถของระบบอัดกลับ จะพิจารณาปรับลดปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตที่มีสัดส่วนของน้ำสูง (High Water Cut Ratio) ที่ผลิตอยู่ในขณะนั้น เพื่อรักษาอัตราการเกิดขึ้นของน้ำจากระบวนการผลิตไม่ให้มีปริมาณสูงกว่าขีดความสามารถของระบบอัดน้ำกลับที่มีอยู่ในขณะนั้น เพื่อให้มั่นใจว่าระบบอัดกลับน้ำจะสามารถจัดการน้ำจากระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นได้ทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล พร้อมกับการกำหนดแผนการปรับปรุงระบบจัดการน้ำจากระบวนการผลิต และเสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติซึ่งเป็นหน่วยงานกำกับดูแลเพื่อพิจารณาให้ความเห็นชอบ ก่อนเริ่มดำเนินการปรับปรุงระบบการจัดการน้ำจากระบวนการผลิตของแท่นผลิตอาทิตย์ต่อไป

อย่างไรก็ตาม เพื่อรักษาเสถียรภาพของระบบอัดน้ำกลับให้สามารถทำงานต่อเนื่องได้อย่างมีประสิทธิภาพ และลดโอกาสในการเกิดสภาวะการทำงานไม่ปกติให้เหลือน้อยที่สุด โครงการฯ จะดำเนินการตามแผนงาน ดังนี้

- ติดตามตรวจสอบความสามารถในการรับน้ำของหลุมอัดน้ำกลับ โดยบันทึกปริมาณน้ำที่อัดกลับและแรงดันของหลุมอัดน้ำกลับอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้ฝ่ายปฏิบัติงานใช้เป็นข้อมูลในการประเมินความสามารถในการรับน้ำที่เกิดขึ้นจริงและสถานะของหลุมอัดน้ำกลับตลอดระยะเวลาดำเนินการผลิต และวางแผนการจัดการน้ำจากระบวนการผลิตได้อย่างเหมาะสม
- ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับอุปกรณ์ทุกชิ้นในระบบอัดกลับน้ำอย่างสม่ำเสมอตามระยะเวลาที่กำหนดไว้ เพื่อลดโอกาสการชำรุดเสียหายของอุปกรณ์
- เตรียมอะไหล่ที่จำเป็นของอุปกรณ์ในระบบอัดกลับน้ำไว้ที่แผนกซ่อมบำรุงของแท่นผลิตอาทิตย์เพื่อให้พร้อมใช้งานอยู่เสมอ

2.9.4 ก๊าซเรือนกระจก

แหล่งกำเนิดหลักของการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินกิจกรรมในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ส่วน ดังนี้

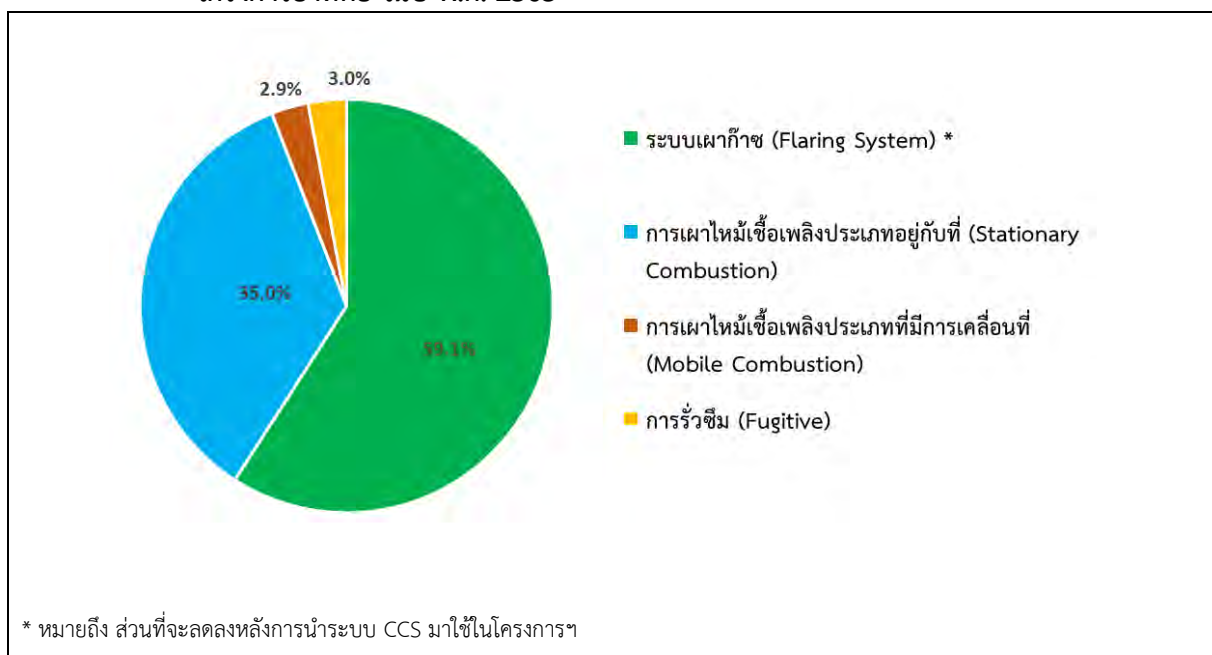
- **ระบบเผาก๊าซ (Flaring System)** ซึ่งทำหน้าที่แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่
 - เพื่อความปลอดภัย คือ รองรับการระบายก๊าซส่วนเกินจากระบวนการผลิตเพื่อลดความดันจากอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตในกรณีที่เกิดความผิดปกติของอุปกรณ์ และกรณีหยุดหรือเดินเครื่องฉุกเฉิน
 - รองรับการระบาย Permeate Gas ที่ออกจากระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Removal and Venting) ซึ่งมีองค์ประกอบของก๊าซ CO₂ ประมาณร้อยละ 77 และมีก๊าซไฮโดรคาร์บอนเหลืออยู่ประมาณร้อยละ 23
- **แหล่งกำเนิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทอยู่กับที่ (Stationary Combustion)** ซึ่งหมายถึงการใช้เชื้อเพลิงสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้ในกระบวนการผลิตและระบบสาธารณูปโภคต่างๆ ของกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์

- แหล่งกำเนิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทที่มีการเคลื่อนที่ (Mobile Combustion) ซึ่งหมายถึง การใช้เชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ทั้งเรือสนับสนุน (Support Vessels/AHT) และเรือขนส่งผู้ปฏิบัติงาน (Crew boat) และการใช้เชื้อเพลิงของเฮลิคอปเตอร์ที่ใช้สำหรับการขนส่งพนักงาน
- การรั่วซึม (Fugitive) ซึ่งหมายถึงการรั่วซึมในปริมาณน้อยมากจากอุปกรณ์ในกระบวนการผลิต

ทั้งนี้ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยในแต่ละช่วงเวลาจะสัมพันธ์กับอัตราการผลิตในช่วงนั้นๆ ซึ่งจากการทบทวนข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่โครงการอาทิตย์รายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นรายเดือน ในปี พ.ศ. 2565 พบว่า ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากการดำเนินการผลิตปิโตรเลียมตลอดปี คิดเป็นปริมาณรวม 783,806 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ดังแสดงในตารางที่ 2.9-4 โดยแบ่งสัดส่วนตามแหล่งกำเนิด ดังแสดงในรูปที่ 2.9-5 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

- ระบบเผาก๊าซ (Flaring System) มีปริมาณ 463,518 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 59.1 ของปริมาณทั้งหมดที่ปล่อยจากกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดทั้งปี
- การเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทอยู่กับที่ (Stationary Combustion) มีปริมาณ 274,495 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 35 ของปริมาณทั้งหมดที่ปล่อยจากกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดทั้งปี
- การเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทที่มีการเคลื่อนที่ (Mobile Combustion) มีปริมาณ 22,405 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 2.9 ของปริมาณทั้งหมดที่ปล่อยจากกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดทั้งปี
- การรั่วซึม (Fugitive) มีปริมาณ 23,388 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 3.0 ของปริมาณทั้งหมดที่ปล่อยจากกิจกรรมของโครงการฯ ตลอดทั้งปี

รูปที่ 2.9-5: สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แบ่งตามแหล่งกำเนิดจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ ในปี พ.ศ. 2565



ที่มา: ดัดแปลงจากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 2.9-4: ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์
ในปี พ.ศ.2565 จำแนกเป็นรายเดือน

เดือน	ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก พ.ศ. 2565 (ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า)					
	ระบบเผาไหม้ (Flare System)	การเผาไหม้เชื้อเพลิง ฟอสซิล จากแหล่งกำเนิด ที่อยู่กับที่ (Stationary combustion)	การเผาไหม้เชื้อเพลิง ฟอสซิล จากแหล่งกำเนิด ที่มีการเคลื่อนที่ (Mobile combustion)	การระบาย ก๊าซ จากกระบวนการ การผลิต (Vent)	การรั่วซึม (Fugitive)	รวม ทั้งหมด
มกราคม	32,766	20,705	2,132	-	1,584	57,187
กุมภาพันธ์	36,410	21,857	1,345	-	1,793	61,405
มีนาคม	39,681	23,239	1,664	-	2,024	66,608
เมษายน	42,637	21,988	1,451	-	1,971	68,048
พฤษภาคม	38,657	23,567	1,975	-	2,001	66,201
มิถุนายน	34,909	22,248	1,524	-	1,906	60,587
กรกฎาคม	36,083	23,479	2,159	-	2,015	63,736
สิงหาคม	36,340	23,167	1,783	-	2,006	63,296
กันยายน	37,563	21,587	2,203	-	1,760	63,113
ตุลาคม	44,883	26,161	2,173	-	2,189	75,406
พฤศจิกายน	41,496	22,627	2,110	-	2,041	68,274
ธันวาคม	42,092	23,871	1,884	-	2,098	69,946
รวม	463,518	274,495	22,405	-	23,388	783,806

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์
แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ทั้งนี้ หลังจากโครงการฯ นำระบบ CCS มาใช้ Permeate Gas ที่ออกจากระบบลดและระบายคาร์บอนไดออกไซด์ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน จะถูกส่งเข้าระบบดักจับก๊าซ CO₂ เพื่อแยกก๊าซไฮโดรคาร์บอนกลับไปใช้เป็นเชื้อเพลิงให้กับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแทนการเผาไหม้ที่ระบบเผาไหม้ และรวบรวมก๊าซ CO₂ ที่ดักจับได้ไปกักเก็บไว้ในชั้นหินทั้งหมด ดังนั้น จึงคาดว่าในสภาพการดำเนินงานปกติ หลังจากโครงการฯ นำระบบ CCS มาใช้ จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากจากระบบเผาไหม้ (Flaring System) ได้ทั้งหมด โดยคาดว่าจะมีปริมาณประมาณ 550,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี เมื่อพิจารณาจากการผลิตที่อัตราการผลิตสูงสุด

2.9.5 สรุปเปรียบเทียบการจัดการของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก ก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

การจัดการของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก ของโครงการฯ ก่อนและหลังการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานฉบับนี้ สามารถแสดงการเปรียบเทียบกับจัดการในปัจจุบัน โดยจำแนกตามระยะการดำเนินงานของโครงการฯ ดังนี้

- ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 2.9-5
- ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะการเจาะหลุมผลิต ดังแสดงในตารางที่ 2.9-6
- ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะการผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 2.9-7

ตารางที่ 2.9-5: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

องค์ประกอบที่ใช้ ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการ เปลี่ยนแปลงครั้งนี้
เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ทุกประเภท ได้แก่ เรือสำรวจ เรือลากจูง เรือปั้นจั่น เรือสนับสนุน และ เรือวางท่อ	ของเสียไม่อันตราย	สำนักงานและบรรจุภัณฑ์ต่างๆ	- กระดาษและกล่องกระดาษ	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะ บรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		บรรจุภัณฑ์อาหารและเครื่องดื่ม	- ขวดพลาสติก กระป๋องโลหะ		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและ อุปกรณ์ต่างๆ	- ของเสียประเภทวัสดุดูดซับ วัสดุตัวกรอง ผ้าสำหรับเช็ด และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัย ส่วนบุคคล เช่น ตัวกรองอากาศ (ไม่ปนเปื้อน)		
		การรื้อ/ซ่อมแซมโครงสร้างต่างๆ	- เศษไม้ เศษแก้ว เศษพลาสติก - โลหะและโลหะผสม บรรจุภัณฑ์ที่เป็นโลหะ - อุปกรณ์หรือเครื่องมือประเภทที่มีชิ้นส่วนเหล็ก สแตนเลส อลูมิเนียม และโลหะอื่นเป็นส่วนประกอบ		
		ห้องครัว	- น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว		
		ห้องอาหารและห้องครัว	- เศษอาหาร	บดย่อยด้วยเครื่องบดก่อนปล่อยทิ้งจากเรือ	ไม่เปลี่ยนแปลง
	ของเสียอันตราย	อุปกรณ์ไฟฟ้า และอิเล็กทรอนิกส์	- แบตเตอรี่ชนิดใช้ตะกั่ว และชนิดอัลคาไลน์		
		อุปกรณ์สำนักงาน	- หลับทึ่ม		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและ อุปกรณ์ต่าง	- อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลปนเปื้อน น้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน - ไส้กรองน้ำมัน วัสดุตัวกรอง และวัสดุดูดซับ - น้ำมันใช้แล้ว - ถังน้ำมันใช้แล้ว บรรจุภัณฑ์ปนเปื้อนสารอันตราย - กระป๋องสีใช้แล้ว กระป๋องอัดแรงดัน - หลอดฟลูออเรสเซนต์		
		การรื้อ/ซ่อมแซมโครงสร้างต่างๆ	- สีและสารเคมีหมดอายุ	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะ บรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		ห้องพยาบาล	- ของเสียติดเชื้อ - ยาหมดอายุ		

ตารางที่ 2.9-5: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

องค์ประกอบที่ใช้ ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการ เปลี่ยนแปลงครั้งนี้
(ต่อ)	น้ำเสีย	การอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	- น้ำเสียการอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	ผ่านระบบบำบัดน้ำเสียก่อนปล่อยลงสู่ทะเล	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กิจกรรมการซ่อมบำรุงของเรือ	- น้ำใต้ท้องเรือ น้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	รวบรวมไว้ในถังเก็บน้ำมันเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนปล่อยลงสู่ทะเล ส่วนน้ำมันที่ได้จากการแยก จะเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- น้ำมันเปื้อนน้ำมันจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	รวบรวมไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันที่ ชั้นดาดฟ้า	- น้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมัน	ทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กิจกรรมการติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล	- น้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อ	อัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต แต่หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น	ไม่เปลี่ยนแปลง
	มลสารทางอากาศ	การใช้เชื้อเพลิง ของเครื่องยนต์และ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าของเรือ	- ก๊าซเรือนกระจกจากไอเสียจากเครื่องยนต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	บันทึกปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเพื่อจัดทำบัญชี ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของ โครงการฯ	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.9-6: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต

องค์ประกอบที่ใช้ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้
แท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ของเสียไม่อันตราย	สำนักงานและบรรจุภัณฑ์ต่างๆ	- กระดาษและกล่องกระดาษ	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		บรรจุภัณฑ์อาหารและเครื่องมือ	- ขวดพลาสติก กระป๋องโลหะ		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ	- ของเสียประเภทวัสดุชุบ วัสดุตัวกรอง ผ้าสำหรับเช็ด และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล เช่น ตัวกรองอากาศ (ไม่ปนเปื้อน)		
		การรีไซเคิล/ซ่อมแซมโครงสร้างต่างๆ	- เศษไม้ เศษแก้ว เศษพลาสติก - โลหะและโลหะผสม บรรจุภัณฑ์ที่เป็นโลหะ - อุปกรณ์หรือเครื่องมือประเภทที่มีชิ้นส่วนเหล็ก สแตนเลส อลูมิเนียม และโลหะอื่นเป็นส่วนประกอบ		
		ห้องครัว	- น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว		
		ห้องอาหารและห้องครัว	- เศษอาหาร	บดย่อยด้วยเครื่องบดก่อนปล่อยทิ้งจากเรือ	ไม่เปลี่ยนแปลง
	ของเสียอันตราย	อุปกรณ์ไฟฟ้า และอิเล็กทรอนิกส์	- แบตเตอรี่ชนิดใช้ตะกั่ว และชนิดอัลคาไลน์		
		อุปกรณ์สำนักงาน	- ตลับหมึก		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ	- อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลปนเปื้อน น้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน - ใส์กรองน้ำมัน วัสดุตัวกรอง และวัสดุชุบ - น้ำมันใช้แล้ว - ถังน้ำมันใช้แล้ว บรรจุภัณฑ์ปนเปื้อนสารอันตราย - กระป๋องสีใช้แล้ว กระป๋องอัดแรงดัน - หลอดฟลูออเรสเซนต์	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		การรีไซเคิล/ซ่อมแซมโครงสร้างต่างๆ	- สีและสารเคมีหมดอายุ		
		ห้องพยาบาล	- ของเสียติดเชื้อ - ยาหมดอายุ		

ตารางที่ 2.9-6: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะเวลาการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

องค์ประกอบที่ใช้ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้
(ต่อ)	ของเสียอันตราย (ต่อ)	กิจกรรมตรวจวัดคุณภาพต่างๆ ของห้องปฏิบัติการ	- สารเคมีใช้แล้วจากห้องปฏิบัติการ	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		การเจาะหลุมผลิต	- ท่อที่ไม่ใช้งานแล้วจากหลุมผลิตที่ปนเปื้อนน้ำมัน - อุปกรณ์การสำรวจและผลิตที่ไม่ใช้งานแล้วที่ปนเปื้อนน้ำมันจากหลุมผลิต	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
	น้ำเสีย	การอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	- น้ำเสียการอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	ผ่านระบบบำบัดน้ำเสียก่อนปล่อยลงสู่ทะเล	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กิจกรรมการซ่อมบำรุงของเรือ	- น้ำได้ห้องเรือ น้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	รวบรวมไว้ในถังเก็บน้ำปนเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนปล่อยลงสู่ทะเล ส่วนน้ำมันที่ได้จากการแยก จะเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์	รวบรวมไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันที่ชั้นดาดฟ้า	- น้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมัน	ทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
	เศษหินและโคลนจากการเจาะ	การเจาะหลุมผลิต	- เศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก	แยกส่วนที่เป็นโคลนออกจากเศษหินและปล่อยทิ้งส่วนที่เป็นเศษหินที่แยกแล้วลงสู่ทะเล	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- เศษดินเศษหินจากการเจาะโดยใช้โคลนที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก	แยกส่วนที่เป็นโคลนออกด้วยระบบควบคุมของแข็งเพื่อควบคุมปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินให้ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนัก จากนั้นปล่อยส่วนที่เป็นเศษหินที่แยกแล้วลงสู่ทะเล และนำโคลนที่แยกได้กลับมาใช้ใหม่	ไม่เปลี่ยนแปลง
	มลสารทางอากาศ	การใช้เชื้อเพลิง ของเครื่องยนต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของเรือ	- ก๊าซเรือนกระจกจากไอเสียจากเครื่องยนต์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	บันทึกปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเพื่อจัดทำบัญชีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของโครงการฯ	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.9-7: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม

องค์ประกอบที่ใช้ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้
กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตแท่นหลุมผลิต และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ของเสียไม่อันตราย	สำนักงานและบรรจุภัณฑ์ต่างๆ	- กระดาษและกล่องกระดาษ	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		บรรจุภัณฑ์อาหารและเครื่องดื่ม	- ขวดพลาสติก กระป๋องโลหะ		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ	- ของเสียประเภทวัสดุดูดซับ วัสดุตัวกรอง ผ้าสำหรับเช็ด และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล เช่น ตัวกรองอากาศ (ไม่ปนเปื้อน)		
		การรีไซเคิล/ซ่อมแซมโครงสร้างต่างๆ	- เศษไม้ เศษแก้ว เศษพลาสติก - โลหะและโลหะผสม บรรจุภัณฑ์ที่เป็นโลหะ - อุปกรณ์หรือเครื่องมือประเภทที่มีชิ้นส่วนเหล็ก สแตนเลส อลูมิเนียม และโลหะอื่นเป็นส่วนประกอบ		
		ห้องครัว	- น้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว		
		ห้องอาหารและห้องครัว	- เศษอาหาร	บดย่อยด้วยเครื่องบดก่อนปล่อยทิ้งจากเรือ	ไม่เปลี่ยนแปลง
	ของเสียอันตราย	อุปกรณ์ไฟฟ้า และอิเล็กทรอนิกส์	- แบตเตอรี่ชนิดใช้ตะกั่ว และชนิดอัลคาไลน์	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนดเพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		อุปกรณ์สำนักงาน	- หลับทัน		
		ห้องพยาบาล	- ของเสียติดเชื้อ - ยาหมดอายุ		
		กิจกรรมซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ	- อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลปนเปื้อน น้ำมัน ผ้าปนเปื้อนน้ำมัน - ใส์กรองน้ำมัน วัสดุตัวกรอง และวัสดุดูดซับ - สารเร่งปฏิกิริยาที่ใช้จนแล้ว - น้ำมันใช้แล้ว - ถังน้ำมันใช้แล้ว บรรจุภัณฑ์ปนเปื้อนสารอันตราย - กระป๋องสีใช้แล้ว กระป๋องอัดแรงดัน - หลอดฟลูออเรสเซนต์	คัดแยกประเภทและรวบรวมไว้ในภาชนะบรรจุที่กำหนด (ชนิดที่มีโอกาสปนเปื้อนปรอท และชนิดที่ไม่ปนเปื้อนปรอท) เพื่อขนส่งไปจัดการบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กิจกรรมตรวจวัดคุณภาพต่างๆของห้องปฏิบัติการ	- สารเคมีใช้แล้วจากห้องปฏิบัติการ		

ตารางที่ 2.9-7: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

องค์ประกอบที่ใช้ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้
(ต่อ)	น้ำเสีย	การอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	- น้ำเสียการอุปโภคบริโภคและสิ่งปฏิกูล	ผ่านระบบบำบัดน้ำเสียก่อนปล่อยลงสู่ทะเล	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กิจกรรมการซ่อมบำรุงของเรือ	- น้ำใต้ท้องเรือ น้ำจากห้องเครื่อง (Bilge)	รวบรวมไว้ในถังเก็บน้ำปนเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนปล่อยลงสู่ทะเล ส่วนน้ำมันที่ได้จากการแยก จะเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- น้ำปนเปื้อนน้ำมันจากการล้างทำความสะอาดอุปกรณ์บนเรือ	รวบรวมไว้ในถังเก็บ เพื่อรอการขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กรณีเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันที่ชั้นดาดฟ้าเรือ	- น้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าที่ปนเปื้อนน้ำมัน	ทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่ง	ไม่เปลี่ยนแปลง
		น้ำที่ระบายจากพื้นที่ตั้งอุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ในกระบวนการผลิต และน้ำจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต	- น้ำปนเปื้อนปิโตรเลียม	รวบรวมไปที่ถังกักเก็บ (Sump tank) และรอการสูบกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต	ไม่เปลี่ยนแปลง
		น้ำที่ระบายจากพื้นที่ตั้งอุปกรณ์และเครื่องจักรต่างๆ ในกระบวนการผลิต และน้ำจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดพื้นและอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นผลิต	- น้ำปนเปื้อนปิโตรเลียม	จะถูกรวบรวมด้วยระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system) ก่อนส่งไปที่ถังกักเก็บ ที่เรียกว่า “Open drain vessel” ซึ่งจะทำการแยกน้ำมันที่ปนเปื้อนออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกได้ไปยังระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) เพื่อส่งน้ำมันกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กระบวนการผลิตปิโตรเลียม	- ของเหลวที่ระบายจากกระบวนการผลิตหน่วยต่างๆ	รวบรวมเข้าสู่ระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) เพื่อส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- น้ำจากแยกสถานะ	ส่งไปเข้าระบบบำบัดเบื้องต้น แล้วอัดกลับลงหลุมทั้งหมด	ไม่เปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.9-7: ของเสีย น้ำเสีย และแหล่งกำเนิดก๊าซเรือนกระจก จากกิจกรรมในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

องค์ประกอบที่ใช้ในการดำเนินงาน	ประเภทของเสีย น้ำเสีย และมลสาร	แหล่งกำเนิด	รายการของเสีย	การจัดการในปัจจุบัน	การจัดการหลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้
(ต่อ)	มลสารทางอากาศ	การใช้เชื้อเพลิง ของเครื่องยนต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของเรือ	- ก๊าซเรือนกระจกจากไอเสียจากเครื่องยนต์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	บันทึกปริมาณการใช้เชื้อเพลิงเพื่อจัดทำบัญชีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของโครงการฯ	ไม่เปลี่ยนแปลง
		กระบวนการผลิตปิโตรเลียม	- ก๊าซส่วนเกินที่ระบายออกจากกระบวนการผลิตเพื่อความปลอดภัย	จำกัดที่ระบบเผาก๊าซ (Flare System)	ไม่เปลี่ยนแปลง
			- ก๊าซที่แยกออกจากระบบลดและระบายก๊าซ CO ₂	จำกัดที่ระบบเผาก๊าซ (Flare System)	ส่งเข้าระบบ CCS เพื่ออัดกลับลงหลุม

2.10 การจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ข้อมูลการจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ ไม่มีการเปลี่ยนแปลงในสาระสำคัญจากที่นำเสนอไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย โดยเป็นระบบการจัดการที่ใช้สำหรับการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยในปัจจุบัน สำหรับโครงการผลิตปิโตรเลียมต่างๆ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งสรุปได้ดังนี้

2.10.1 นโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

การดำเนินกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตยจะสอดคล้องกับนโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีสาระสำคัญดังนี้

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มุ่งมั่นสู่เป้าหมายการเป็นองค์กรที่ปราศจาก อุบัติเหตุ ด้วยการบูรณาการ ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม เข้าไปในทุกขั้นตอนของการดำเนินธุรกิจ เพื่อป้องกันอุบัติเหตุ ที่อาจเกิดขึ้นจากการบาดเจ็บและเจ็บป่วยเนื่องจากการทำงาน และอุบัติเหตุร้ายแรง โดยกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้ดำเนินนโยบายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ดังนี้

- ส่งเสริมการสร้างวัฒนธรรมองค์กรเชิงรุกอย่างต่อเนื่อง มุ่งเน้นการมีส่วนร่วมของบุคลากร และ ผู้รับเหมาในการนำระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ไปปฏิบัติ โดยผู้บังคับบัญชาตามสายงานมีภาระหน้าที่รับผิดชอบต่อผลการปฏิบัติที่เกิดขึ้น
- ปฏิบัติงานภายใต้กฎหมาย ข้อบังคับ และมาตรฐานสากล ที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
- ส่งเสริมการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน และกระบวนการผลิต ซึ่งเป็น ปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญตามหลักปรัชญาและแนวปฏิบัติด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และ สิ่งแวดล้อม ด้วยการบริหารจัดการและควบคุมความเสี่ยงให้อยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่สามารถปฏิบัติได้
- ส่งเสริมให้บุคลากรและผู้รับเหมาตระหนักถึงหน้าที่และสิทธิในการหยุดปฏิบัติงานภายใต้สภาวะ ที่ไม่ปลอดภัยและเบี่ยงเบนจากแนวปฏิบัติด้านความปลอดภัย โดยทุกคนมีภาระหน้าที่รับผิดชอบ ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของตนเอง เพื่อร่วมงาน และชุมชนโดยรอบ พื้นที่ปฏิบัติงาน
- สนับสนุน ส่งเสริม สุขภาพของพนักงานให้เป็นส่วนหนึ่งของระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัย อย่างมีประสิทธิภาพ
- พัฒนาความสามารถของบุคลากรและผู้รับเหมา ผ่านระบบประเมินศักยภาพด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม เพื่อรักษามาตรฐานการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ
- กำหนดแผนบริหารจัดการภัยคุกคามด้านความมั่นคง ตอบสนองต่อสถานการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ ในเชิงรุก เพื่อลดผลกระทบที่จะเกิดขึ้น กำหนดวัตถุประสงค์ และเป้าหมายในการปฏิบัติงานที่ชัดเจน ดำเนินการตรวจสอบและประเมินผล เพื่อให้เกิดการปรับปรุงอย่างต่อเนื่องและมุ่งสู่การปฏิบัติงาน ที่เป็นเลิศ
- สื่อสารอย่างเปิดเผยและโปร่งใสตามหลักธรรมาภิบาล และถ่ายทอดการปฏิบัติงานที่มีประสิทธิภาพ สูงสุด ทั้งภายในองค์กรและระหว่างองค์กร

2.10.2 สภาพแวดล้อมในการทำงาน

การทำงานของผู้ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ อาจได้รับอันตรายจากการปฏิบัติงานต่างๆ เช่น อาจได้รับเสียงดังในระหว่างการปฏิบัติงานกับเครื่องมือเครื่องจักร อาจสัมผัสกับความร้อน สารเคมีที่เป็นส่วนผสมของโคลนที่ใช้ในการเจาะบริเวณพื้นที่เตรียมโคลนที่ใช้ในการเจาะและบริเวณพื้นที่ปฏิบัติการบนแท่นเจาะ หรือสารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต ซึ่งอาจเกิดอันตรายต่อสุขภาพได้ อย่างไรก็ตาม ได้กำหนดมาตรการเพื่อลดความเสี่ยงจากสิ่งคุกคามทางสุขภาพที่กล่าวถึงข้างต้น ดังนี้

- กำหนดให้พนักงานทุกคนทั้งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และของบริษัทผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ต้องผ่านการตรวจสุขภาพ และมีใบรับรองแพทย์ ซึ่งออกโดยศูนย์การแพทย์หรือโรงพยาบาลที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. รับรอง และมีแผนการตรวจสุขภาพทุก 1 ปี ทั้งนี้แผนการตรวจสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานของโครงการฯ จะเป็นไปตามแผนการตรวจสุขภาพของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งกำหนดตาม ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 4409 (พ.ศ. 2555) เรื่องกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมแนวปฏิบัติการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงด้านเคมีและกายภาพจากการประกอบอาชีพในสถานประกอบการ ลงวันที่ 3 เมษายน พ.ศ. 2555 ซึ่งต้องประเมินซ้ำตามความถี่ที่กำหนดอยู่เสมอ เพื่อกำหนดแผนการตรวจสุขภาพสำหรับตำแหน่งงานต่างๆ เพิ่มเติมจากการตรวจสุขภาพทั่วไปประจำปี (Medical checkup lists for offshore site worker) โดยมีรายการตรวจสุขภาพเพิ่มเติมที่สำคัญซึ่งพิจารณาจากปัจจัยความเสี่ยงจากการปฏิบัติงานด้วยวิธีที่เป็นที่ยอมรับ ได้แก่
 - การตรวจเบนซินในปัสสาวะ ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสสารระเหยอินทรีย์
 - การตรวจสารหนูและปรอทในปัสสาวะ ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสไอระเหยของปิโตรเลียมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม
 - การตรวจสมรรถภาพปอด ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสฝุ่นละอองขนาดเล็ก
 - การตรวจการได้ยิน ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสอยู่ในพื้นที่ซึ่งมีระดับเสียงดังเป็นเวลานาน
- กำหนดให้พนักงานทุกคนทั้งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และของบริษัทผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ต้องผ่านการอบรมด้านสุขภาพอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม สำหรับผู้ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ต้องผ่านการฝึกอบรมการดับเพลิงขั้นพื้นฐาน และเทคนิคการดำรงชีพในทะเล จากศูนย์ฝึกที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. รับรอง ซึ่งใบรับรองการฝึกอบรมนี้มีระยะเวลากำหนดใช้ได้ถึง 3 ปี จากนั้นต้องเข้ารับการฝึกอบรมใหม่
- กำหนดให้มีขั้นตอนการประเมินความเสี่ยง (Risk assessment) ก่อนการปฏิบัติงาน เพื่อให้แน่ใจว่าอันตรายที่อาจเกิดขึ้นได้ในระหว่างการปฏิบัติงานได้ถูกระบุไว้แล้วอย่างครบถ้วน และอยู่ในระดับที่สามารถป้องกันและควบคุมได้ด้วยมาตรการป้องกันที่กำหนดไว้
- กำหนดให้มีการดำเนินงานภายใต้ระบบการอนุญาตปฏิบัติงาน (Permit To Work System หรือ PTW) เพื่อให้มั่นใจว่า ผู้ปฏิบัติงานเข้าใจและสามารถดำเนินงานตามมาตรการป้องกันที่กำหนดไว้จากผลการประเมินความเสี่ยงได้อย่างครบถ้วน

- จัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับงานแต่ละประเภทให้เพียงพอกับจำนวนพนักงาน และกำหนดให้ขณะปฏิบัติงานที่ พนักงานต้องใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลพื้นฐานที่เหมาะสม ซึ่งได้แก่ แว่นตานิรภัย (Safety glasses) หมวกนิรภัย (Safety helmet) รองเท้านิรภัย (Safety boots) อุปกรณ์ป้องกันเสียงดังหรือที่อุดหู (Ear plugs or muffs) และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยที่เหมาะสมกับงาน เช่น ถุงมือป้องกันความร้อนและสารเคมี ชุดนิรภัยมีแถบเรืองแสงสำหรับปฏิบัติงานตอนกลางคืน (Protective clothes) อุปกรณ์ป้องกันระบบทางเดินหายใจ
- จัดให้มีแผนรองรับกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ และกำหนดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ ซึ่งจะแสดงรายละเอียดของแผนต่างๆ ในหัวข้อที่ 2.10.4

2.10.3 ระบบการบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

เพื่อให้สามารถดำเนินงานได้สอดคล้องกับนโยบายที่กำหนดไว้ข้างต้น กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้พัฒนาระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environmental Management System หรือ SSHE MS) ขึ้น โดยได้พิจารณาให้มีความสอดคล้องกับกฎหมายและข้อกำหนดต่างๆ รวมทั้งข้อกำหนดของหน่วยงานในระดับสากล คือ International Association of Oil and Gas Producers (IOGP) โดยประกอบด้วย 7 องค์ประกอบ ดังแสดงในรูปที่ 2.10-1 ซึ่งสรุปได้ ดังนี้

1. **ภาวะผู้นำและความมุ่งมั่น** หมายถึง ความมุ่งมั่น ตั้งแต่ในระดับผู้บริหารสูงสุด ลงมาจนถึงพนักงานระดับปฏิบัติการ ซึ่งถือว่าเป็นส่วนสำคัญอย่างยิ่งในระบบฯ รวมถึงการสนับสนุนอย่างเป็นรูปธรรมและการมีส่วนร่วมอย่างชัดเจนของผู้บริหารในการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
2. **นโยบายและวัตถุประสงค์** หมายถึง แนวทางและหลักปฏิบัติของผู้บริหารระดับสูงในด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
3. **ทรัพยากรของบริษัทและงานเอกสาร** หมายถึง การจัดตั้งองค์กร ทรัพยากร และเอกสารข้อมูลอ้างอิงต่างๆ ที่จำเป็นในการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
4. **การประเมินและการบริหารจัดการความเสี่ยง** หมายถึง การระบุ ประเมิน และหาแนวทางควบคุมความเสี่ยงสำหรับกิจกรรมต่างๆ
5. **การวางแผนและควบคุมการดำเนินงาน** หมายถึง การวางแผนการดำเนินงานเพื่อควบคุมความเสี่ยงต่างๆ
6. **การลงมือปฏิบัติและการวัดผล** หมายถึง การดำเนินงานอย่างเข้มงวด จริงจัง เพื่อลดความเสี่ยงตามแผนงาน และการตรวจสอบความก้าวหน้าของผลการดำเนินงาน
7. **การตรวจสอบและทบทวนผลการดำเนินงาน** รวมถึงการประเมินผลการดำเนินงาน

รูปที่ 2.10-1: ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.



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

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้ประกาศและบังคับใช้ข้อกำหนดด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม สำหรับให้เจ้าหน้าที่ในทุกกระดับต้องปฏิบัติตามอย่างเคร่งครัด ดังนี้

การใช้ระบบใบอนุญาตเข้าทำงาน

- งานทุกประเภทที่ไม่ใช่งานประจำทั่วไป ตามข้อกำหนดของหน่วยปฏิบัติการแต่ละแห่งต้องมีการขอใบอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work)
- การออกใบอนุญาตเข้าทำงานทุกครั้ง ต้องมั่นใจว่ามีการระบุของเขตและขั้นตอนในการทำงานนั้นๆ อย่างชัดเจน โดยมีการประเมินความเสี่ยงในงานนั้นๆ อย่างเหมาะสม
- ในกรณีที่ เป็นงานเฉพาะ จะต้องขอใบอนุญาตเข้าทำงานเฉพาะ (Complimentary permit) ซึ่งต้องได้รับการอนุมัติโดยบุคคลที่ได้รับอนุญาตให้พิจารณา ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน
- ในกรณีที่มีการปฏิบัติงานหลายๆ งานในบริเวณเดียวกัน ผู้รับผิดชอบพื้นที่ จะต้องตรวจสอบใบอนุญาตเข้าทำงานและเอกสารประกอบต่างๆ ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน
- หัวหน้างานต้องตรวจสอบ เพื่อให้แน่ใจว่ามีการปฏิบัติตามข้อกำหนดต่างๆ ที่ระบุไว้ในใบอนุญาตเข้าทำงานอย่างครบถ้วน ทั้งก่อนเริ่มงานและระหว่างทำงาน
- ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงขั้นตอนหรือขอบเขตการทำงาน ให้หยุดงานนั้นทันที และหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อประเมินความเสี่ยงทั้งระบบใหม่ ก่อนที่จะดำเนินการ
- การส่งมอบงานระหว่างกะ ต้องปฏิบัติตามขั้นตอนที่กำหนดไว้อย่างเคร่งครัด

การทำงานกับระบบที่มีพลังงาน (ไฟฟ้า เครื่องมือกล และอุปกรณ์ที่มีความดัน)

- ต้องระบุนการปฏิบัติงานต่างๆ ที่ต้องมีการตัดวงจรพลังงานอย่างชัดเจน (เช่น พลังงานไฟฟ้า พลังงานกล อุปกรณ์ที่มีความดัน เป็นต้น) เพื่อความถูกต้องในการควบคุมอย่างเคร่งครัด
- ต้องกำหนดวิธีตัดวงจรพลังงาน (Isolate) และปลดปล่อยพลังงาน (Discharge) ในพื้นที่ปฏิบัติงานอย่างชัดเจน
- ต้องมีระบบการล็อกและป้ายเตือน (Locks & Tags System) อย่างเหมาะสม โดยเฉพาะอย่างยิ่งกรณีมีงานหลายงานที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ชุดเดียวกัน
- เมื่อตัดวงจรพลังงานแล้ว ต้องมีการทดสอบว่า วงจรได้ถูกตัดแล้วจริง ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน
- ต้องมีการควบคุมดูแลเป็นระยะๆ เพื่อให้มั่นใจว่าการตัดวงจรพลังงานเป็นไปอย่างถูกต้อง
- การเริ่มต้นและสิ้นสุดการตัดวงจรพลังงาน ต้องมีการบันทึกเก็บไว้

การเดินทาง/ขนส่ง

- ก่อนลงจากแท่นผลิตไปยังเรือต่างๆ พนักงานทุกคนจะต้องได้รับการฝึกอบรมเทคนิคที่ถูกต้องในการขึ้น-ลง โดยวิธีการต่างๆ ซึ่งได้แก่ การใช้เชือกโหนดตัว (Swing rope) และการใช้กระเช้าขนส่ง (Personnel transfer basket) และในระหว่างการขึ้น-ลง พนักงานทุกคน ต้องสวมใส่เสื้อชูชีพ และหมวกนิรภัยพร้อมสายรัดคางตลอดเวลา
- ขณะอยู่บนดาดฟ้าเรือ พนักงานทุกคนต้องสวมใส่เสื้อชูชีพตลอดเวลา
- สำหรับการเดินทางด้วยเฮลิคอปเตอร์ ผู้โดยสารต้องเข้ารับฟังสรุปข้อปฏิบัติในการเดินทางก่อนการเดินทางทุกครั้ง ต้องทำความเข้าใจข้อกำหนดด้านความปลอดภัย และแผนฉุกเฉินต่างๆ ของเฮลิคอปเตอร์ พร้อมทั้งต้องปฏิบัติตามคำแนะนำต่างๆ และคำสั่งของนักบินอย่างเคร่งครัด

การยกของโดยใช้อุปกรณ์การยก

- วิธีการยกและอุปกรณ์การยก ต้องผ่านการรับรองจากผู้ที่ได้รับอนุญาต
- บุคคลที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์การยก ต้องมีความรู้ความชำนาญในการใช้เครื่องมือ นั้น และต้องผ่านการฝึกอบรมตามหลักสูตรที่เหมาะสม
- ผู้บังคับปั้นจั่น ลิฟต์ และรถยก ต้องเป็นผู้ที่มีใบอนุญาตเท่านั้น
- ต้องมีการกำหนดบุคคลที่มีหน้าที่ควบคุมการยก และเคลื่อนย้ายให้ชัดเจน และบุคคลอื่นที่ไม่เกี่ยวข้องในการยก จะต้องออกไปจากพื้นที่นั้น
- เครื่องมือที่ใช้ในการยกและอุปกรณ์เสริมต่างๆ เช่น บั๊นจั่น รอก เชือก หางเหล็ก เป็นต้น จะต้องผ่านการตรวจสอบและได้รับการรับรองด้านความปลอดภัยก่อนใช้งาน และให้ใช้ระบบสัญลักษณ์สีหรือระบบที่ใกล้เคียง เพื่อช่วยให้ทราบว่าเครื่องมือมีความปลอดภัยพร้อมใช้งาน
- น้ำหนักสิ่งของที่จะยกหรือเคลื่อนย้าย ต้องไม่เกินกำลังของอุปกรณ์ที่ใช้ในการยกนั้นๆ
- ในกรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงขั้นตอนการยกไปจากแผนที่กำหนดไว้ ให้หยุดงานทันที และหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อประเมินความเสี่ยงทั้งระบบใหม่ก่อนที่จะดำเนินการต่อไป
- มีการกั้นเพื่อแสดงเขตอันตรายพร้อมป้ายเตือน หรือระบบอื่นๆ เพื่อกั้นเขตพื้นที่ขณะมีการยกสิ่งของขึ้นหรือลงจากที่สูงโดยใช้อุปกรณ์การยก

สมรรถนะร่างกายของผู้ปฏิบัติงาน

- พนักงานทุกคนจะต้องผ่านการตรวจสอบสมรรถนะร่างกายตามมาตรฐานของงานแต่ละประเภท ก่อนเริ่มปฏิบัติงานเสมอ เช่น การทำงานในที่อับอากาศ การทำงานในที่สูง เป็นต้น
- พนักงานทุกคนจะต้องผ่านการตรวจสอบสมรรถนะร่างกายจากบุคลากรด้านการแพทย์ เพื่อให้มั่นใจว่ามีความพร้อมในการกลับมาทำงานตามปกติทุกครั้งหลังจากหยุดงานเป็นเวลานานจากอาการบาดเจ็บหรืออาการเจ็บป่วยต่างๆ
- พนักงานทุกคนจะต้องปราศจากสารเสพติดและแอลกอฮอล์ในร่างกายระหว่างปฏิบัติงาน
- พนักงานทุกคนจะต้องแจ้งบุคลากรทางการแพทย์ประจำหน่วยปฏิบัติการ ในกรณีที่อยู่ในระหว่างการใช้ยาเพื่อรักษาอาการหรือโรคบางอย่าง

การรายงานอุบัติเหตุ/อุบัติเหตุน และสภาพการทำงาน/สภาวะการทำงานที่ไม่ปลอดภัย

- พนักงานทุกคนจะต้องหยุดการปฏิบัติงานทันที เมื่อพบเห็นสภาพการทำงานหรือสภาวะการทำงานที่ไม่ปลอดภัย และรีบแก้ไขสภาพอันตรายดังกล่าวให้ปลอดภัยก่อนปฏิบัติงานต่อไป
- พนักงานทุกคนจะต้องรายงานผู้บังคับบัญชาทันทีเมื่อพบเห็นสภาพการทำงาน สภาวะการทำงานที่ไม่ปลอดภัย หรือการบาดเจ็บ การเจ็บป่วยใดๆ ที่เกี่ยวเนื่องจากการทำงาน
- พนักงานทุกคนจะต้องรายงานอุบัติเหตุทุกประเภทผ่านทางระบบการรายงานอุบัติเหตุที่ได้กำหนดไว้ เพื่อช่วยในการวิเคราะห์แนวโน้มของการเกิดอุบัติเหตุเพื่อหาแนวทางในการปรับปรุงแก้ไขต่อไป
- หัวหน้างานจะต้องสนับสนุนให้มีการรายงานสภาพการทำงาน และสภาวะการทำงานที่ไม่ปลอดภัย
- หัวหน้างานจะต้องวิเคราะห์รายงานสภาพการทำงาน และสภาวะการทำงานที่ไม่ปลอดภัย รวมถึงการบาดเจ็บ และการเจ็บป่วยใดๆ จากการทำงาน พร้อมทั้งหาแนวทางในการแก้ไขเพื่อปรับปรุงผลการดำเนินงานด้วยความปลอดภัย
- หัวหน้างานจะต้องแก้ไขสภาพอันตรายต่างๆ ที่ยังหลงเหลืออยู่หลังการเกิดอุบัติเหตุ เพื่อให้พื้นที่ปฏิบัติงานมีความปลอดภัย และชี้แจงบทเรียนที่ได้จากการเกิดอุบัติเหตุแต่ละครั้งให้กับพนักงาน และพนักงานของบริษัทผู้รับเหมาในพื้นที่ปฏิบัติการทราบ ผ่านการประชุมคณะกรรมการความปลอดภัยประจำเดือน

การรักษาความมั่นคงปลอดภัย

- ติดเครื่องหมายแสดงตนหรือบัตรพนักงานตลอดเวลาที่อยู่ในพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.
- ให้ความร่วมมือกับเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย ในกรณีที่มีการสุ่มตรวจค้น
- เมื่อพบเห็นบุคคลที่มีพฤติกรรมน่าสงสัย ให้รายงานหัวหน้างานหรือเจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัยทันที

การดูแลด้านสิ่งแวดล้อม

- ทิ้งขยะลงในที่รองรับที่จัดไว้เท่านั้น
- ของเสียอันตรายต่างๆ ต้องถูกกำจัดให้ถูกต้องตามวิธีที่กำหนดไว้
- ใช้ทรัพยากรต่างๆ อย่างมีประสิทธิภาพ และลดปริมาณการเกิดของเสีย
- ป้องกันการปนเปื้อนของของเสีย ซึ่งได้แก่ สารเคมี ขยะ และไฮโดรคาร์บอน สู่สิ่งแวดล้อม

การเตรียมความพร้อมในการณ์ฉุกเฉิน

- พนักงานทุกคนต้องศึกษาข้อมูลในแผนฉุกเฉินต่างๆ ของพื้นที่ปฏิบัติงานที่จะเข้าไปปฏิบัติงาน
- ผู้ที่ได้รับการแต่งตั้งเป็นเจ้าหน้าที่ตอบสนองเหตุฉุกเฉิน ต้องผ่านการฝึกอบรมในหน้าที่ความรับผิดชอบของตนอย่างเหมาะสม เช่น พนักงานดับเพลิง พนักงานกู้ภัย เป็นต้น
- เจ้าหน้าที่ตอบสนองเหตุฉุกเฉินจะต้องมีสมรรถนะร่างกายสมบูรณ์และมีความชำนาญเฉพาะทาง และต้องผ่านการตรวจสอบความพร้อมอย่างสม่ำเสมอ
- พนักงานทุกคนต้องให้ความสำคัญในการเข้าร่วมฝึกซ้อมตามแผนรองรับกรณีเหตุฉุกเฉินต่างๆ

2.10.4 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้กำหนดมาตรฐานการบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ (Emergency and Crisis Management Standard) สำหรับการดำเนินการสำรวจและพัฒนาแหล่งผลิตปิโตรเลียมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ทั้งบนบกและในทะเล ทั้งส่วนที่ดำเนินการโดยกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และบริษัทผู้รับเหมา เพื่อให้มั่นใจว่าพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งมีบุคลากรซึ่งสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างเหมาะสม โดยเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤติที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการดำเนินโครงการฯ รวมถึงเหตุการณ์ที่เป็นอุบัติเหตุร้ายแรง (Major Accident Hazards หรือ MAH) มีหลากหลายประเภท เช่น

- การรั่วไหลของปิโตรเลียมส่วนที่เป็นของเหลว
- การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากหลุมผลิต (การพุ่ง)
- การรั่วไหลของปิโตรเลียมส่วนที่เป็นก๊าซ
- การรั่วไหลของสารเคมีปริมาณมาก
- การตกหล่นของวัตถุอุปกรณ์ต่างๆ ในระหว่างการยก (Lifting operation)
- การพัง/เสียหายของโครงสร้างต่างๆ
- การสูญเสียความสามารถในการควบคุมเฮลิคอปเตอร์
- การสูญเสียความสามารถในการควบคุมเรือที่ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการ
- การสูญเสียความสามารถในการควบคุมการผ่านเข้า-ออกของเรืออื่นๆ ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติงานของโครงการ
- การเกิดไฟไหม้ในพื้นที่ปฏิบัติงาน หรือที่พักอาศัย
- การเกิดอันตรายจากสภาพอากาศที่เลวร้าย
- การลักลอบเข้ามาในพื้นที่ปฏิบัติงานของบุคคลที่ไม่ได้รับอนุญาต
- ผู้ปฏิบัติงานตกทะเล
- ความเสียหายหรือการรั่วไหลจากท่อใต้ทะเล
- การถูกขู่วางระเบิด

2.10.4.1 การเตรียมความพร้อมเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้เตรียมความพร้อมเพื่อรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤตตั้งแต่ขั้นตอนการออกแบบ รวมทั้งการเตรียมอุปกรณ์ตอบสนองเหตุฉุกเฉินอย่างเพียงพอ การเตรียมความพร้อมของผู้ปฏิบัติงาน การเตรียมแผนตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉิน และการจัดตั้งทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในระดับต่างๆ เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานตระหนักถึงสิ่งที่ควรปฏิบัติอย่างเป็นขั้นตอน และสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินแต่ละประเภทที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างถูกต้อง โดยมีเป้าหมายเพื่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานเป็นสำคัญ

ทั้งนี้ การเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับเหตุการณ์ฉุกเฉินจากการดำเนินงานของโครงการฯ จะอยู่ภายใต้แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. (Emergency Management Plan) ซึ่งครอบคลุมการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับพื้นที่อาศัยซึ่งดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน

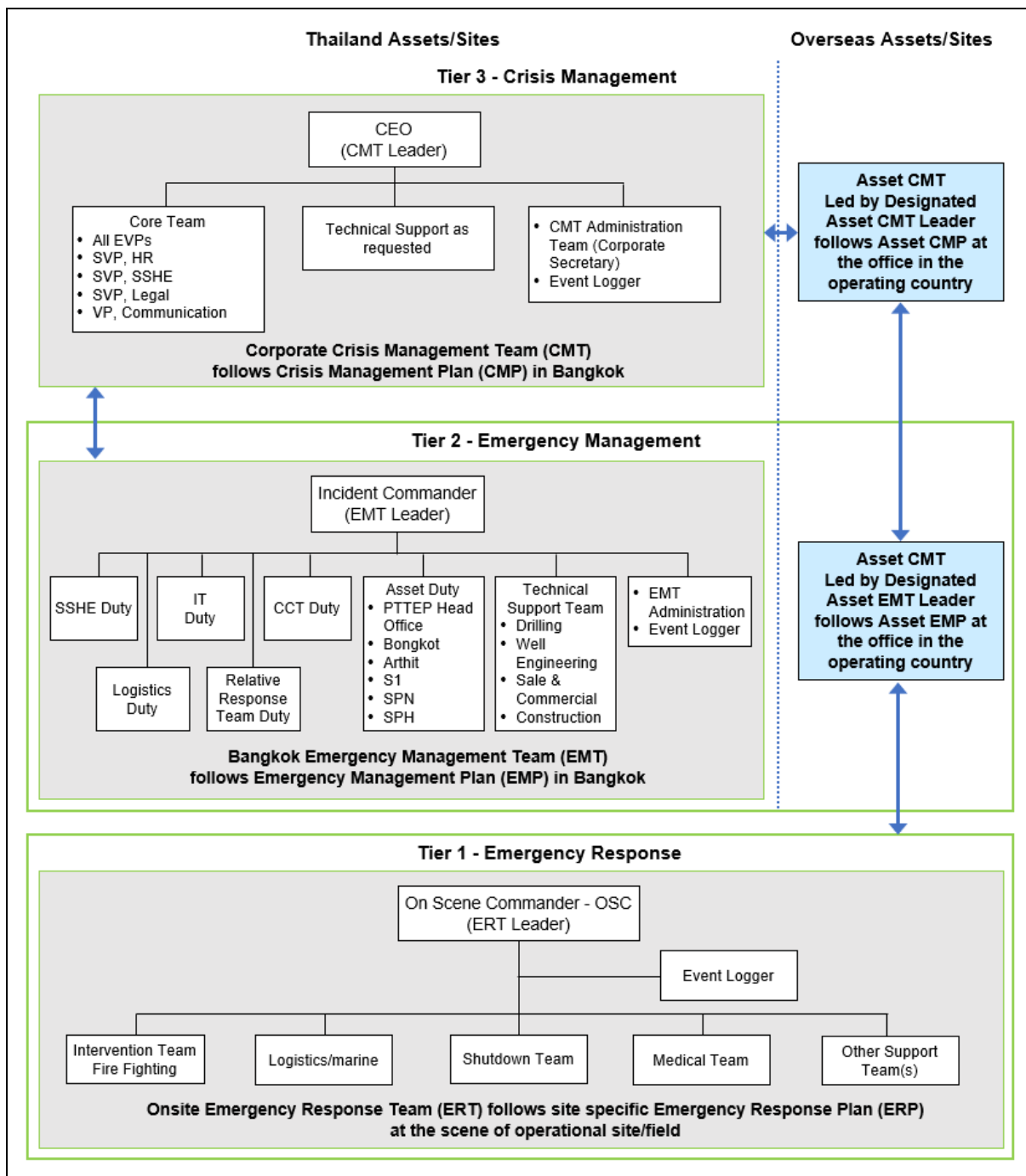
2.10.4.1.(1) ทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์

เพื่อให้การตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นเป็นไปอย่างเหมาะสมกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จึงแบ่งระดับของเหตุการณ์ออกเป็น 3 ระดับ และทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ 3 ทีม ตามระดับความรุนแรงของผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์ ดังรูปที่ 2.10-2 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- **ระดับที่ 1 (Tier 1) - เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับเล็ก (Minor):** เหตุการณ์ที่ส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในขอบเขตจำกัด โดยไม่มีแนวโน้มว่าจะทวีความรุนแรงขึ้น และไม่ส่งผลกระทบต่อสาธารณสุขทั่วไป ซึ่งทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Onsite Emergency Response Team หรือ ERT) ที่ประจำการอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เช่น แท่นเจาะ และกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต โดยมีผู้บังคับการเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander หรือ OSC) เป็นหัวหน้าทีม ซึ่งทีม ERT สามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ได้ในระยะเวลาที่เหมาะสม ทั้งนี้ การดำเนินงานของแท่นเจาะจะอยู่ในความรับผิดชอบของบริษัทเจ้าของแท่นเจาะ และจะตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินเฉพาะที่เกิดขึ้นบนแท่นเจาะเท่านั้น โดยในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินจากแท่นเจาะที่ส่งผลออกไปสู่สิ่งแวดล้อมภายนอก ตัวแทนของ ปตท.สผ. (Company representative) ที่ประจำอยู่บนแท่นเจาะขณะปฏิบัติงานจะแจ้งไปยังกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตที่อยู่ใกล้เคียงเพื่อช่วยเหลือ ให้คำแนะนำ หรือนำทรัพยากรต่างๆ มาสนับสนุนการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินแล้วแต่กรณี
- **ระดับที่ 2 (Tier 2) - เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับปานกลาง (Serious):** เหตุการณ์ที่มีระดับความรุนแรงและอาจส่งผลกระทบต่อความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในระดับที่มีนัยสำคัญในวงกว้าง โดยมีแนวโน้มว่าจะทวีความรุนแรงขึ้นและจะเกิดขึ้นต่อเนื่องในระยะเวลาอันยาวนานจนอาจทำให้สาธารณสุขทั่วไปเกิดความกังวล ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อโครงสร้างหรือทรัพย์สินของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และของบุคคลอื่น ซึ่งเหตุการณ์ในระดับนี้ต้องการให้ทีมบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Corporate Emergency Management Team หรือ EMT) ที่อาคารศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ กรุงเทพฯ เข้ามาช่วยตอบสนองต่อเหตุการณ์ผ่านการประสานงานกับหน่วยงานภายใน เช่น การช่วยเหลือจากฐานสนับสนุนการพัฒนปิโตรเลียม สงขลา และหน่วยงานภายนอก

- **ระดับที่ 3 (Tier 3) - เหตุการณ์ฉุกเฉินระดับรุนแรง (Crisis):** เหตุการณ์ที่มีระดับความรุนแรงของผลกระทบร้ายแรงต่อสิ่งแวดล้อม และส่งผลให้เกิดการบาดเจ็บรุนแรงหรือเสียชีวิต เกิดเหตุไฟไหม้รุนแรง เกิดการรั่วไหลของก๊าซที่มีพิษหรือเกิดความเสียหายต่อโครงสร้างหรือทรัพย์สินอย่างมีนัยสำคัญ และสื่อมวลชนให้ความสนใจ ซึ่งเหตุการณ์ในระดับนี้เกินขีดความสามารถของทีม EMT และต้องการให้ทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Corporate Crisis Management Team หรือ CMT) ที่อาคารศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ กรุงเทพฯ เข้ามาช่วยตอบสนองต่อเหตุการณ์ผ่านการประสานงานกับหน่วยงานภายนอกและภายใน

รูปที่ 2.10-2: แผนผังโครงสร้างองค์กร ในกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือภาวะวิกฤต ในระดับต่างๆ



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

โครงสร้างและหน้าที่ของทีมนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่จัดเตรียมไว้เพื่อให้สามารถรับมือกับเหตุการณ์ฉุกเฉินในแต่ละระดับที่กล่าวถึงข้างต้น ประกอบด้วย

ทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (Onsite Emergency Response Team หรือ ERT) หมายถึง ทีมที่ตั้งขึ้นโดยเฉพาะสำหรับพื้นที่ปฏิบัติงานโครงการอาทิตย์ ปฏิบัติการตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Response Plan หรือ ERP) โดยมีผู้จัดการของโครงการอาทิตย์ (Field Manager) เป็นหัวหน้าทีมหรือผู้บังคับการเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander หรือ OSC) มีอำนาจในการสั่งการและควบคุมเหตุการณ์ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยมีศูนย์ประสานงานของทีม ERT อยู่ที่ห้องควบคุมกลาง (Control Room หรือ CR) ที่แท่นพักอาศัย (Living Platform) โดยมีองค์ประกอบของทีมดังแสดงในตารางที่ 2.10-1

ตารางที่ 2.10-1: บทบาทและหน้าที่ของทีมนตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน

ทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉิน	หน้าที่ในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน
ผู้บังคับการเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander หรือ OSC)	<ul style="list-style-type: none"> รายงานสถานการณ์ที่เกิดขึ้นไปยัง Bangkok Telephone Operator ประเมินสถานการณ์ที่เกิดขึ้น ควบคุมเหตุการณ์ฉุกเฉินไม่ให้ขยายขอบเขตมากขึ้น รายงานสถานการณ์ต่อผู้จัดการอาวุโส (Vice President) ที่กรุงเทพฯ ผ่าน Bangkok Telephone Operator ให้รับทราบสถานการณ์ตลอดเวลา ควบคุมสถานการณ์ เพื่อลดความเสี่ยงต่อพนักงานให้มากที่สุด ตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีอุปกรณ์ และพนักงานสำหรับสนับสนุนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินอย่างเพียงพอ วางแผนและเตรียมพร้อมสำหรับการอพยพ
ทีมเผชิญเหตุ (Intervention)	<ul style="list-style-type: none"> รับทราบสถานการณ์โดยสรุปจาก OSC ที่ห้องควบคุมกลางในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เป็นแนวหน้าที่เข้าถึงพื้นที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน ประเมินและรายงานสถานการณ์ไปยังหัวหน้าทีม Shutdown ที่ประจำอยู่ที่ห้องควบคุมกลางผ่านทางวิทยุสื่อสาร โดยให้รายละเอียดขนาดและแนวโน้มการลุกลามของเหตุการณ์ และประเมินว่าสามารถจัดการกับสถานการณ์ดังกล่าวได้หรือไม่
ทีม Shutdown	<ul style="list-style-type: none"> เจ้าหน้าที่ในทีม Shutdown รายงานสถานการณ์กับหัวหน้าทีม Shutdown ที่ประจำอยู่ที่ห้องควบคุมกลางผ่านทางวิทยุสื่อสาร และรับทราบข้อมูลต่างๆ ที่ทีม Intervention รายงานไปยังหัวหน้าทีม Shutdown ให้การสนับสนุนทีมงานไปยังพื้นที่เกิดเหตุตามที่ทีม Intervention ร้องขอ
ทีมโลจิสติกส์ (Logistic & Marine)	<ul style="list-style-type: none"> ประสานงานกับเฮลิคอปเตอร์และเรือสนับสนุนในพื้นที่ปฏิบัติงาน สนับสนุนด้านการขนส่งตามความจำเป็น รายงานสถานการณ์การรวมพลของพนักงาน สนับสนุนข้อมูลสภาพอากาศและสภาพทะเล ตรวจสอบให้แน่ใจว่าเรือจอดอยู่ในตำแหน่งที่ปลอดภัย (เช่น อยู่เหนือลม) และมีอุปกรณ์ตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินพร้อมใช้งาน สื่อสารกับหอคอยควบคุม

ตารางที่ 2.10-1: บทบาทและหน้าที่ของทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (ต่อ)

ทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉิน	หน้าที่ในการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน
ทีมเจ้าหน้าที่ด้านการแพทย์ (Medical)	<ul style="list-style-type: none"> รักษาผู้ประสบภัย สื่อสารกับ OSC อย่างสม่ำเสมอ รายงานสถานการณ์ของผู้ประสบภัยให้ OSC ทราบ และแจ้งสิ่งที่ต้องการเพิ่มเติม รวมถึงการร้องขอการอพยพผู้ป่วย ประเมินสถานการณ์ จัดลำดับความสำคัญและจัดการรักษา และระบุสิ่งที่ต้องการเพิ่มเติม ประสานงานโดยตรงกับทีมแพทย์บนฝั่ง ให้คำปรึกษาและแนวทางการประเมิน และรักษาอาการผู้ประสบภัย การอพยพผู้ประสบภัย ต้องนำบันทึกด้านการแพทย์ที่สำคัญของผู้ประสบภัยติดไปด้วย เตรียมพร้อมรายงานสถานการณ์ต่อ OSC และผู้เชี่ยวชาญภายนอก
ทีมบันทึกเหตุการณ์ (Event Logger)	<ul style="list-style-type: none"> รายงานสถานการณ์ต่อหัวหน้าทีม Shutdown บันทึกเหตุการณ์ฉุกเฉินหลักที่เกิดขึ้น บันทึกสถานการณ์ล่าสุดที่ได้รับข้อมูลจากทีม Intervention และทีมที่เข้าควบคุมเหตุการณ์ เพื่อให้ทราบภาพรวมที่เป็นปัจจุบันของเหตุการณ์ ตรวจสอบรายการอุปกรณ์ที่จำเป็น ในกรณีที่ต้องอพยพ ให้นำบันทึกที่มีความสำคัญทั้งหมดไปด้วย
ทีมสนับสนุนอื่นๆ เช่น Muster Checker	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกรายชื่อผู้สูญหายและรายงานให้ผู้ช่วย OSC ทราบ ตรวจสอบให้แน่ใจว่ามีทีมงานสำหรับปลดฉุกเฉินพร้อมปฏิบัติงาน ตรวจสอบให้แน่ใจว่าจำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงานในทะเลมีจำนวนครบถ้วนภายหลังจากมีการเคลื่อนย้ายตำแหน่งจุดรวมพลในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

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

ทีมบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Corporate Emergency Management Team หรือ EMT)

หมายถึง ทีมของผู้บริหารของโครงการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่ได้รับการแต่งตั้งให้มีหน้าที่รับผิดชอบซึ่งมีศูนย์บัญชาการของทีม EMT อยู่ที่ห้องบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉิน (Emergency Management Room หรือ EMR) ที่ตึกเอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ กรุงเทพฯ มีหน้าที่ในการให้ความช่วยเหลือสนับสนุนการปฏิบัติงานของทีม ERT เมื่อเหตุการณ์ฉุกเฉินยกระดับจนมีความรุนแรงระดับที่ 2 (ความรุนแรงเกินขีดความสามารถในการจัดการของทีม ERT) ในด้านต่างๆ ผ่านการประสานงานกับ OSC เช่น การวางแผนหรือแนวทางในการปฏิบัติการ การตัดสินใจ เป็นต้น รวมถึงการประสานงานกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ทั้งหน่วยงานภายในและภายนอกกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เช่น ทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (CMT) บริษัทผู้รับเหมา บริษัทผู้ร่วมลงทุน สื่อมวลชน และหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง เพื่อควบคุมสถานการณ์ในพื้นที่เกิดเหตุให้กลับคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็วที่สุด และได้รับความเสียหายน้อยที่สุด

ทีม EMT มีผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ (Senior Vice President) เป็นหัวหน้าทีม และมีสมาชิกประกอบด้วย ผู้จัดการอาวุโส (Vice President), Affected Asset Duty, SSHE Duty, Logistics and PSB Duty, Media Response Team Leader Duty, Relative Response Team, Event logger, EMT Administrator Duty, Bangkok Telephone Operator และ Specific Group Duty Members

ทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Corporate Crisis Management Team หรือ CMT) หมายถึง

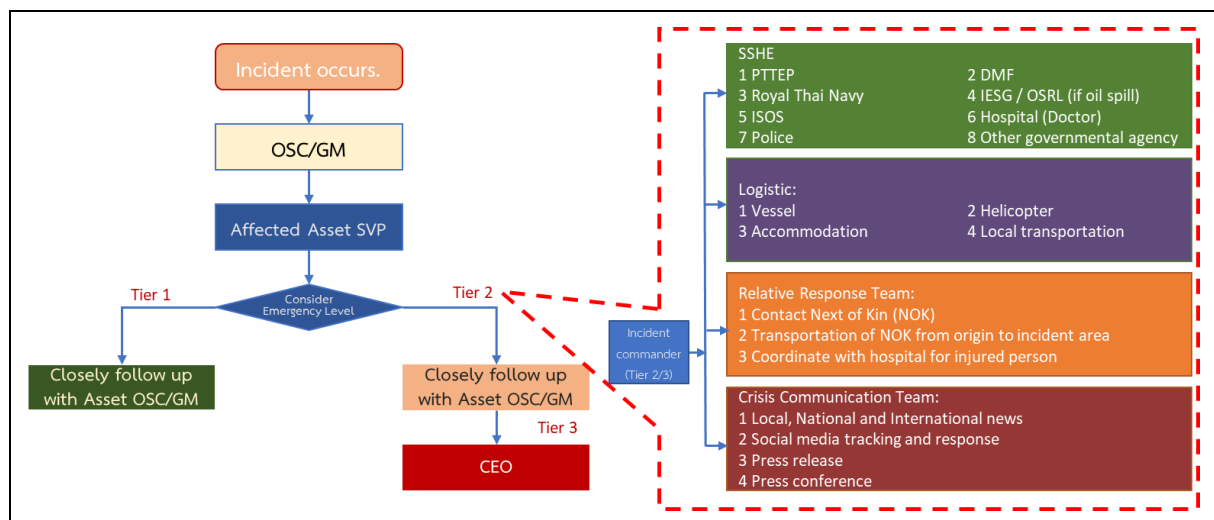
ทีมของผู้บริหารระดับสูงสุดของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กรุงเทพฯ มีหน้าที่ในการสนับสนุนการปฏิบัติงานของทีม ERT และทีม EMT รวมทั้งมีหน้าที่แจ้งและประสานงานกับหน่วยงานภายนอก เมื่อเหตุการณ์ฉุกเฉินยกระดับจนมีความรุนแรงระดับที่ 3 (เกินขีดความสามารถในการจัดการภายใต้ความช่วยเหลือของทีม EMT)

ทีม CMT มีประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ (PTTEP Chief Executive Officer หรือ CEO) เป็นผู้มีอำนาจสูงสุดในทีม และมีทีมย่อย 3 ทีม ได้แก่

- ทีมหลัก ได้แก่ รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP) ของทุกสายงาน
- ทีมด้านเทคนิค ได้แก่ ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานกฎหมาย ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่สายงานสื่อสารและองค์กรสัมพันธ์
- ทีมบริหารและสนับสนุนและทีมเลขานุการ

ทั้งนี้ เหตุการณ์แต่ละประเภท จะผู้มีหน้าที่ติดต่อประสานงานและรายชื่อหน่วยงานภายนอกที่ต้องประสานงานดังแสดงในรูปที่ 2.10-3 ตามความจำเป็น (เช่น มีผู้บาดเจ็บหรือเสียชีวิต เพลิงไหม้ ไฮโดรคาร์บอนหรือสารเคมีรั่วไหล หรือการก่อการร้าย เป็นต้น) โดยมีทีม CMT เข้าร่วมควบคุมจัดการสภาวะวิกฤติในพื้นที่ที่เกิดเหตุให้กลับคืนสู่สภาวะปกติโดยเร็วที่สุด และได้รับความเสียหายน้อยที่สุด

รูปที่ 2.10-3: การแจ้งและประสานงานกับหน่วยงานภายนอก



หมายเหตุ: Other Government Agency ในกรอบสีแดง เช่น กรมเจ้าท่า ในกรณีเกิดการรั่วไหลบริเวณชายฝั่ง หรือ ตำรวจน้ำ ในฐานะเจ้าพนักงานสอบสวน กรณีมีการกระทำผิดบนพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง

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

ตามขั้นตอนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. หน่วยงานที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา จะอยู่ในทีมหน่วยงานที่ต้องช่วยตอบสนองเหตุการณ์นับตั้งแต่ระดับที่ 1 และต่อเนื่องถึงเหตุการณ์ฉุกเฉินระดับที่ 2 ส่วนทีม EMT ในกรุงเทพฯ จะเป็นทีมสนับสนุนในการจัดหาทรัพยากรที่จำเป็นต่างๆ ในการระงับเหตุฉุกเฉินนอกเหนือจากความสามารถในการตอบสนองเหตุฉุกเฉินของพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา เช่น

- จัดหาทรัพยากรที่จำเป็นต่อการระงับเหตุ โดยการประสานงานกับพื้นที่ปฏิบัติงานอื่นๆ หรือ การอนุมัติจัดซื้อ และรวมถึงการร้องขอการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก
- ติดต่อประสานงานและ/หรือขอความร่วมมือสนับสนุนกับส่วนราชการต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง กับเหตุฉุกเฉินที่เกิดขึ้น

- ติดต่อประสานงานกับญาติของพนักงาน รวมถึงสื่อมวลชน เพื่อชี้แจงทำความเข้าใจถึงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น
- ให้ความช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกให้แก่ญาติของผู้เกี่ยวข้องหรือผู้ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้น

ทั้งนี้ พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ฐานสนับสนุนการพัฒนาศูนย์โทรเลียม สงขลา และทีม EMT ในกรุงเทพฯ จะสามารถติดต่อประสานงานผ่านระบบ VDO conference ระบบโทรศัพท์พื้นฐานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และระบบโทรศัพท์ผ่านดาวเทียม ส่วนการส่งถ่ายข้อมูลสามารถทำได้โดยทางแฟกซ์ อีเมล และการส่งผ่านข้อมูลอิเล็กทรอนิกส์ผ่านโครงข่ายอินเทอร์เน็ตของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

2.10.4.1.(2) การเตรียมความพร้อม

เพื่อให้มั่นใจว่า บุคลากรหรือสมาชิกในทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่กำหนดไว้ จะสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ต่างๆ ได้อย่างเหมาะสมและถูกต้อง จึงกำหนดให้พื้นที่ปฏิบัติการแต่ละแห่งจัดการฝึกอบรมให้กับสมาชิกของทีมมีความรู้ และเชี่ยวชาญตามบทบาทที่กำหนดไว้ โดยประเมินความเหมาะสมเป็นประจำทุกปี และจัดให้มีการฝึกซ้อมตามสถานการณ์ที่จำลองขึ้นอย่างสม่ำเสมอทั้งการฝึกซ้อมแบบ Table top exercise และการฝึกซ้อมในพื้นที่ปฏิบัติงานจริง

สำหรับเอกสาร อุปกรณ์ และสิ่งอำนวยความสะดวกต่างๆ ที่พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งจำเป็นต้องจัดเตรียมไว้เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่คาดคิดต่างๆ ได้ทันที ประกอบด้วย

- แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นในระหว่างการปฏิบัติงาน เช่น แผนตอบสนองกรณีเกิดการหกรั่วไหลของปิโตรเลียม แผนตอบสนองกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิด แผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น แผนตอบสนองกรณีมีผู้บุกรุก แผนอพยพผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บ เป็นต้น
- พื้นที่สำหรับใช้เป็นศูนย์กลางในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ ซึ่งควรมีอุปกรณ์ที่สำคัญ ได้แก่ โทรศัพท์ โทรสาร อุปกรณ์การติดต่อสื่อสารอื่นๆ แผนที่หรือแผนผังของโครงสร้างที่เกี่ยวข้อง แผนผังเส้นทางหลบหนี แผนผังแสดงตำแหน่งจุดรวมพล และอุปกรณ์สำนักงานที่จำเป็น
- อุปกรณ์ตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่จำเป็น เช่น อุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัยและผจญเพลิง อุปกรณ์ช่วยชีวิตต่างๆ เป็นต้น

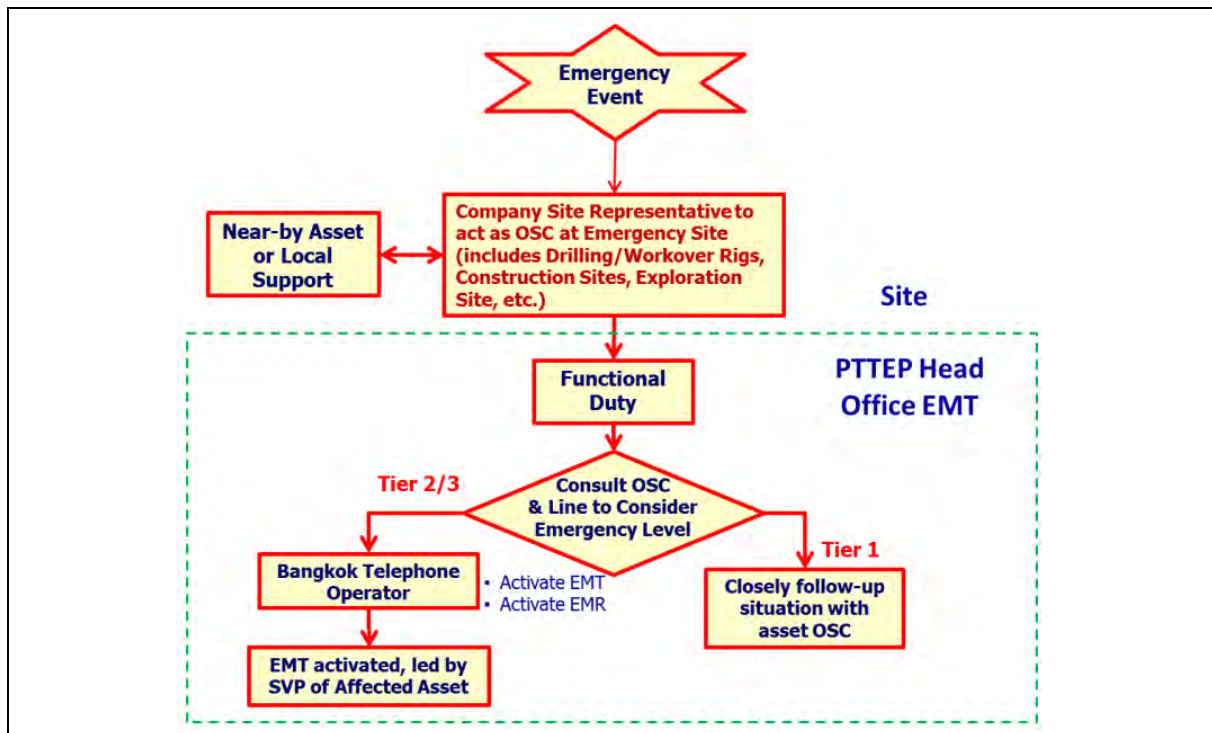
2.10.4.1.(3) ขั้นตอนการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน

เมื่อเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินหรือภาวะวิกฤตขึ้นในระหว่างการปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลทุกกรณี กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้กำหนดให้ OSC แจ้งข้อมูลทางโทรศัพท์มายังส่วนกลางที่ Bangkok Telephone Operator จากนั้นจะส่งข้อมูลให้กับ Asset Duty ซึ่งเป็นผู้ที่สามารถติดต่อได้ตลอดเวลาทั้งในและนอกเวลางาน จากนั้น Asset Duty จะเป็นผู้พิจารณาระดับของเหตุการณ์ฉุกเฉินเพื่อให้สามารถดำเนินการตามแผนที่ได้จัดเตรียมไว้ได้อย่างเหมาะสม ดังแสดงในรูปที่ 2.10-4 โดยสรุปได้ดังนี้

- หาก Asset (Function) Duty พิจารณาว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินระดับ 1 - Asset Duty จะรายงานไปยังผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่และผู้จัดการอาวุโส เพื่อทราบ จากนั้นจะติดตามสถานการณ์จาก OSC อย่างใกล้ชิดจนสิ้นสุดเหตุการณ์

- หาก Asset (Function) Duty พิจารณาว่าเป็นเหตุการณ์ฉุกเฉินระดับ 2 หรือระดับ 3 - Asset Duty ประสานงานไปยังผู้จัดการอาวุโสทันที จากนั้นผู้จัดการอาวุโสจะแจ้งกลับไปยัง Bangkok Telephone Operator เพื่อให้ทีม EMT เริ่มปฏิบัติงาน จากนั้นจะรายงานไปยังผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ซึ่งมีหน้าที่เป็น Emergency Commander (EC) ของทีม EMT จากนั้นทุกคนในทีม EMT จะมารวมตัวกันที่ห้องบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉิน (EMR) เพื่อสนับสนุนการตอบสนองต่อเหตุการณ์

รูปที่ 2.10-4: ขั้นตอนการสื่อสารเพื่อตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต



หมายเหตุ: OSC หรือ On Scene Commander หมายถึง ผู้สั่งการและควบคุมการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน
VP หรือ Vice President หมายถึง ผู้จัดการอาวุโส
SVP หรือ Senior Vice President หมายถึง ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

2.10.4.2 แผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ

การดำเนินงานของโครงการฯ จะอยู่ภายใต้แผนการตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินของโครงการอาทิตย์ ซึ่งมีการแบ่งระดับความรุนแรงของผลกระทบจากการเกิดเหตุการณ์ และทีมที่ใช้ในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ ดังแสดงรายละเอียดไว้ในหัวข้อที่ 2.10.4.1.(1) นอกจากนี้ยังได้จัดทำแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ โดยจะแสดงให้เห็นถึงบทบาทหน้าที่และความรับผิดชอบของสมาชิกในทีมตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉิน เมื่อเกิดเหตุการณ์แต่ละประเภทขึ้น รวมทั้งระบุข้อมูลที่สำคัญและจำเป็นต้องใช้หากเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉิน เช่น สถานที่ที่ควรไปเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน สิ่งที่ต้องปฏิบัติ ระยะเวลาที่ควรปฏิบัติ แผนผังที่เกี่ยวข้อง แนวโน้มผลกระทบจากเหตุการณ์ มาตรการป้องกันและลดผลกระทบ และขั้นตอนการรายงานเหตุการณ์ฉุกเฉิน เพื่อเป็นแนวทางในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น รวมทั้งจัดทำรายการตรวจสอบในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน (Check list) เพื่อให้มั่นใจว่าเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นได้รับการควบคุม และแก้ไขอย่างเหมาะสม และมีการประสานงานกันเป็นอย่างดี โดยมีแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่สำคัญสำหรับการปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งในด้านต่างๆ ดังนี้

- แผนตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม แสดงดังหัวข้อที่ 2.10.4.2.(1)
- แผนตอบสนองกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิด แสดงดังหัวข้อที่ 2.10.4.2.(2)
- แผนตอบสนองกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น แสดงดังหัวข้อที่ 2.10.4.2.(3)
- แผนตอบสนองกรณีมีผู้บุกรุก แสดงดังหัวข้อที่ 2.10.4.2.(4)
- แผนการอพยพผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บ แสดงดังหัวข้อที่ 2.10.4.2.(5)

2.10.4.2.(1) แผนตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ได้จากพื้นที่โครงการอาทิตย์ ในปัจจุบันประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติ และ ก๊าซธรรมชาติเหลว อย่างไรก็ตาม กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้จัดให้มีแผนตอบสนองการรั่วไหลของน้ำมัน (Spill Management Plan) เพื่อรองรับกรณีเกิดการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว รวมถึงการรั่วไหลของน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ ที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโครงการฯ ด้วย ซึ่งสอดคล้องตามระบบการบริหารจัดการเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤติของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. แผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ คู่มือปฏิบัติงานของสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG) แผนปฏิบัติการฉุกเฉินสำหรับกรมควบคุมมลพิษ และสอดคล้องกับแผนตอบสนองการรั่วไหลของน้ำมันของ Oil Spill Response and East Asia Response Limited (หรือ OSRL) เพื่อป้องกันและ/หรือลดปริมาณของปิโตรเลียมที่อาจรั่วไหลลงสู่ทะเลได้อย่างมีประสิทธิภาพและป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น โดยแผนการตอบสนองการรั่วไหลของปิโตรเลียม ครอบคลุมประเด็นที่สำคัญดังนี้

- การจำแนกระดับความรุนแรงของการรั่วไหลของปิโตรเลียม
- บุคลากร หน้าที่ และความรับผิดชอบ
- ขั้นตอนการแจ้งเหตุกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม
- ทางเลือกวิธีการขจัดและควบคุมการแพร่กระจายของปิโตรเลียม
- อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อกรณีเกิดการรั่วไหล
- การทำความสะอาดชายฝั่ง
- การจัดการของเสียที่เกิดจากการตอบสนองเหตุการณ์รั่วไหลของปิโตรเลียม
- การฝึกอบรมและการฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

ก. การจำแนกระดับความรุนแรงของกรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียม

แผนตอบสนองต่อกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม จำแนกระดับการตอบสนองเป็น 3 ระดับ สอดคล้องตามแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ พ.ศ. 2545 และมาตรฐานการจัดการอุบัติการณ์ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. (PTTEP Incident Management Standard) โดยพิจารณาจากปริมาณของปิโตรเลียมที่เกิดการรั่วไหลลงสู่ทะเล ร่วมกับตำแหน่งสถานที่เกิดเหตุรั่วไหลของปิโตรเลียม ความสามารถในการจัดการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. หน่วยงานภายนอก หน่วยงานต่างประเทศ และระดับความสนใจของสื่อมวลชน แสดงดังตารางที่ 2.10-2

ตารางที่ 2.10-2: ระดับความรุนแรงของเหตุการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียม

ความรุนแรง	คำจำกัดความตามแผนป้องกันและ ขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ พ.ศ. 2545	คำจำกัดความตามมาตรฐานการจัดการอุบัติการณ์ ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.
ระดับที่ 1 (Tier 1)	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณการรั่วไหลไม่เกิน 20 ตัน (ไม่เกิน 150 บาร์เรล) 	<ul style="list-style-type: none"> เกิดการรั่วไหลลงสู่ทะเลภายในบริเวณใกล้เคียงกับพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ สามารถใช้อุปกรณ์และผู้ปฏิบัติงานที่อยู่ในพื้นที่โครงการฯ ในการจัดการเหตุการณ์การรั่วไหลได้ โดยไม่ต้องขอรับการช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอก
ระดับที่ 2 (Tier 2)	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณการรั่วไหลในช่วง 20-1,000 ตัน (150-7,400 บาร์เรล) 	<ul style="list-style-type: none"> เกิดการรั่วไหลขยายวงออกไปมากกว่าความสามารถที่จะจัดการในระดับที่ 1 ไม่สามารถจัดการด้วยอุปกรณ์และบุคลากรของโครงการฯ ต้องการความช่วยเหลือจากหน่วยงานภายนอกในระดับประเทศ เช่น ผู้ประกอบการโดยรอบ สมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG) กรมเจ้าท่า กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กองทัพเรือ เป็นต้น
ระดับที่ 3 (Tier 3)	<ul style="list-style-type: none"> เกิดการรั่วไหลปริมาณมากกว่า 1,000 ตัน (มากกว่า 7,400 บาร์เรล) 	<ul style="list-style-type: none"> เกิดการรั่วไหลขยายวงออกไปมากกว่าความสามารถที่จะจัดการในระดับที่ 2 ไม่สามารถจัดการด้วยอุปกรณ์และบุคลากรของโครงการฯ และจากผู้ประกอบการโดยรอบ ต้องการความช่วยเหลือจากผู้เชี่ยวชาญในการกำจัดคราบน้ำมันจากต่างประเทศ (บริษัท Oil Spill Response Limited หรือ OSRL)⁽¹⁾ ซึ่งมีเครื่องมือและบุคลากรพร้อมในการปฏิบัติการภายใน 24 ชั่วโมง

หมายเหตุ: (1) การช่วยเหลือจาก OSRL สามารถเรียกได้ในทุกขั้นตอนของการตอบสนองเมื่อมีความจำเป็น

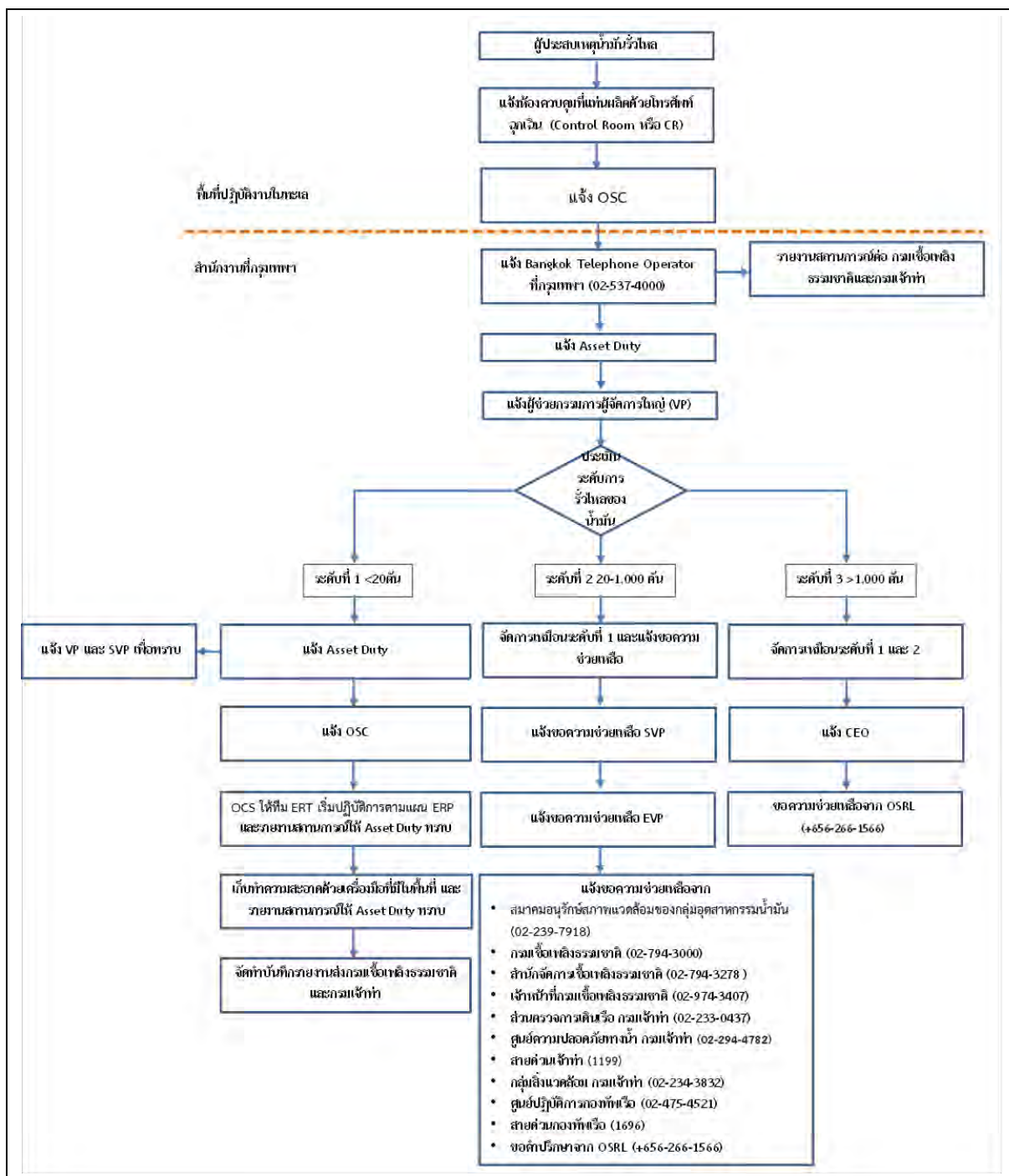
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

ข. บุคลากร หน้าที่ ความรับผิดชอบ และขั้นตอนการแจ้งเหตุการณ์เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

เมื่อผู้ปฏิบัติงานพบเห็นการรั่วไหลของปิโตรเลียมต้องรายงานให้ผู้ควบคุมระบบสื่อสารที่ห้องควบคุม (Control room) ทราบทันที และหากการรั่วไหลเกิดในงานรับผิดชอบของผู้พบเห็น และสามารถควบคุมรั่วไหลได้โดยปลอดภัย ให้ดำเนินการโดยเร็วที่สุด โดยอุปกรณ์ดูดซับและกำจัดน้ำมัน (Oil spill kit) ที่เตรียมไว้ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ทั้งนี้ หากพิจารณาแล้วพบว่าไม่ปลอดภัย ให้ออกจากพื้นที่เกิดเหตุและแจ้งพนักงานคนอื่นให้ทราบ ตามแผนการตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

หลังจากที่ผู้ควบคุมระบบสื่อสารที่ห้องควบคุมได้รับแจ้งเหตุแล้ว จะแจ้งไปยัง OSC ซึ่งเป็นหัวหน้าทีม ERT รวมทั้งจัดทำบันทึกเหตุการณ์ไว้ และแจ้งให้ผู้ปฏิบัติงานที่ทำงานอยู่ได้ทราบสถานการณ์ที่เกิดขึ้น ส่วน OSC จะรวบรวมข้อมูลที่สำคัญทั้งหมด เช่น ตำแหน่งที่เกิดเหตุการณ์ แหล่งกำเนิดของการรั่วไหล ชนิดและปริมาณการรั่วไหลเบื้องต้น สภาพอากาศ คลื่น ลม กระแสน้ำ เป็นต้น เพื่อประเมินระดับการรั่วไหล จากนั้นจะปฏิบัติตามแผนตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมัน ดังแสดงในรูปที่ 2.10-5 และมีรายละเอียดดังนี้

รูปที่ 2.10-5: ขั้นตอนการสื่อสารเพื่อตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉินและภาวะวิกฤต



หมายเหตุ: OSC หรือ On Scene Commander หมายถึง ผู้สั่งการและควบคุมการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน
 VP หรือ Vice President หมายถึง ผู้จัดการอาวุโส
 SVP หรือ Senior Vice President หมายถึง ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่
 CEO หรือ PTTEP Chief Executive Officer หมายถึง ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่
 ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

การรั่วไหลระดับที่ 1 (มีการรั่วไหลไม่เกิน 20 ตัน หรือ 150 บาร์เรล)

ทีมหลักที่มีหน้าที่ในการตอบสนองกรณีการรั่วไหลระดับที่ 1 ได้แก่ ทีม ERT โดย OSC ซึ่งเป็นหัวหน้าทีม ERT และเป็นผู้บัญชาการสูงสุดในการดำเนินงานและประสานงาน จะรายงานสถานการณ์ให้ ทีม EMT ทราบผ่านทาง Bangkok Telephone Operator ที่กรุงเทพฯ และให้สมาชิกของทีม ERT ซึ่งประกอบด้วยบุคลากรที่ผ่านการฝึกอบรมเพื่อรับสถานการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียมเป็นอย่างดี ทำหน้าที่ตอบสนองต่อเหตุการณ์ ทั้งนี้สามารถขนส่งอุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลที่จัดเตรียมไว้ ณ บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งที่แท่นศูนย์กลางการผลิต และบริเวณฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ด้วยเรือสนับสนุนมายังจุดเกิดเหตุได้ภายในเวลา 4 ชั่วโมง และ 18 ชั่วโมง ตามลำดับ ภายหลังจากมีผู้พบเห็นเหตุการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล

ทั้งนี้ OSC จะติดตามและประเมินสถานการณ์จนแน่ใจว่าสามารถจัดและควบคุมการแพร่กระจายของปิโตรเลียมได้ทั้งหมด เพื่อให้สามารถประสานขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานอื่นๆ ได้อย่างทันท่วงทีในกรณีที่เหตุการณ์มีระดับความรุนแรงกว่าที่ประเมินไว้ในระยะแรก หรือเกิดปัญหาและอุปสรรคต่างๆ ในระหว่างดำเนินการตามแผนที่กำหนดไว้ เช่น กรณีที่สภาพแวดล้อมในทะเลไม่เหมาะสมต่อการปฏิบัติการในทะเลหรือต้องการการสนับสนุนด้วยการปฏิบัติการทางอากาศของ OSRL เป็นต้น

การรั่วไหลระดับที่ 2 (มีการรั่วไหล 20-1,000 ตัน หรือ 150-7,400 บาร์เรล)

ทีม EMT ซึ่งมีผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่เป็นหัวหน้าทีม และสมาชิกในทีมมีเจ้าหน้าที่เทคนิคร่วมด้วย จะต้องเข้ามาช่วยทีม ERT ประเมินระดับความรุนแรงของการรั่วไหลและผลกระทบที่เป็นไปได้ต่อสิ่งแวดล้อมรอบด้าน รวมถึงการจัดหาบุคลากรและอุปกรณ์ที่เหมาะสม เพื่อระงับสถานการณ์ที่จะรุนแรงขึ้น รวมถึงขอรับการสนับสนุนและความช่วยเหลือ ด้านบุคลากรและอุปกรณ์จากสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG) ตามข้อตกลงกันในกลุ่มสมาชิกเพื่อแบ่งการใช้ใช้อุปกรณ์การช่วยเหลือซึ่งกันและกัน ซึ่งในกรณีที่ต้องขอรับการสนับสนุนและความช่วยเหลือดังกล่าว คาดว่าอุปกรณ์ชุดดังกล่าวจะสามารถมาถึงที่เกิดเหตุได้ภายใน 20 ชั่วโมง หลังจากได้รับแจ้งเหตุ

นอกจากนี้ จะแจ้งไปยังหน่วยงานที่มีหน้าที่และความเกี่ยวข้องตามแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ พ.ศ. 2545 ได้แก่ คณะกรรมการป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมัน (กปน.) ซึ่งมีหน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมเจ้าท่า เพื่อขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานต่างๆ และเริ่มปฏิบัติการตามกรอบที่กำหนดไว้ตามแผนต่อไป และหากมีความจำเป็น ทีม EMT ที่กรุงเทพฯ ยังสามารถขอคำปรึกษาและบุคลากรผู้เชี่ยวชาญ รวมถึงวัสดุอุปกรณ์สนับสนุนจากบริษัท OSRL ประเทศสิงคโปร์ เพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์การรั่วไหลที่เกิดขึ้น

การรั่วไหลระดับที่ 3 (มีการรั่วไหลมากกว่า 1,000 ตัน หรือ 7,400 บาร์เรล)

หากเกิดกรณีการรั่วไหลระดับที่ 3 ซึ่งจัดว่าอยู่ในภาวะวิกฤติ ทีม CMT ซึ่งมีประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ เป็นผู้มีอำนาจสูงสุดในทีม และสมาชิกในทีมมีเจ้าหน้าที่เทคนิคร่วมด้วย จะต้องเข้ามาร่วมประเมินความรุนแรงของการรั่วไหลและผลกระทบที่เป็นไปได้ต่อสิ่งแวดล้อมรอบด้านและการจัดหาบุคลากรและอุปกรณ์ที่เหมาะสมเพื่อระงับสถานการณ์ที่อาจรุนแรงขึ้น โดยทำงานร่วมกับ OSC

ทั้งนี้ รวมถึงการขอกำลังสนับสนุน ความช่วยเหลือและอุปกรณ์กลุ่มพันธมิตรทั่วโลก ซึ่งรวมถึงการใช้บริษัทในต่างประเทศที่มีสัญญาในด้านการตอบสนองต่อการรั่วไหลระดับที่ 3 กับกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งได้แก่ บริษัท OSRL ประเทศสิงคโปร์ เพื่อฉีดพ่นสารเคมีขจัดคราบน้ำมันทางอากาศ (Aerial Dispersant Spray) และแจ้งไปยังหน่วยงานที่มีหน้าที่และความเกี่ยวข้องตามแผนป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันแห่งชาติ พ.ศ. 2545 ได้แก่ คณะกรรมการป้องกันและขจัดมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมัน (กปน.) ซึ่งมีหน่วยงานหลักที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมเจ้าท่า และกองทัพเรือ เพื่อขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานต่างๆ และเริ่มปฏิบัติการตามกรอบที่กำหนดไว้ตามแผนต่อไป ทั้งนี้ คาดว่า OSRL จะสามารถนำอุปกรณ์ต่างๆ มาถึงยังจุดเกิดเหตุโดยเครื่องบินภายใน 24 ชั่วโมง หลังได้รับแจ้งเหตุจากกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

ค. อุปกรณ์สำหรับตอบสนองต่อกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

เพื่อให้สามารถตอบสนองได้ทันเวลาที่หากเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียมจากการดำเนินงานของโครงการฯ จึงได้จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับตอบสนองเหตุการณ์ดังกล่าวไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และพื้นที่โครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) ที่อยู่ข้างเคียงดังตารางที่ 2.10-3 และตารางที่ 2.10-4 ตามลำดับ

ตารางที่ 2.10-3: อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์

อุปกรณ์	จำนวน
ชุดอุปกรณ์สำหรับดูดซับสารเคมี	
▪ อุปกรณ์ดูดซับสารเคมี ชนิดแผ่น ขนาด 17" x 19"	150 แผ่น
▪ อุปกรณ์ดูดซับสารเคมี และจำกัดขอบเขตการรั่วไหล ชนิดท่อน ขนาด 3" x 1.5 เมตร	8 ท่อน
▪ อุปกรณ์ดูดซับสารเคมี ชนิดก้อน ขนาด 12" x 14 "	6 ชิ้น
▪ ถุงขยะอันตราย	6 ใบ
▪ พลั่วตักสารเคมี (ทำจากวัสดุที่ไม่ใช่โลหะ)	2 อัน
▪ ถุงพลาสติกสำหรับใส่ของเสียปนเปื้อนน้ำมัน	5 ถุง
▪ เทปปิดกันพื้นที่ สีเหลือง/ดำ	1 ม้วน
อุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลสำหรับกรณีเกิดการรั่วไหลของสารเคมี	
▪ แวนครอบดวงตา	2 อัน
▪ ถุงมือป้องกันสารเคมี	2 คู่
▪ หน้ากากป้องกันการหายใจ	2 ชิ้น
▪ ตลับกรอง ป้องกันกรด หรือ ด่าง	2 คู่
▪ ชุดป้องกันสารเคมี	2 ม้วน

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

ตารางที่ 2.10-4: อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ในพื้นที่โครงการ G2/61
ที่อยู่ข้างเคียง

อุปกรณ์	จำนวน
อุปกรณ์ที่จัดเก็บไว้ที่แท่นผลิตบงกชเหนือ และแท่นผลิตบงกชใต้	
ทุ่นลอยติดตามคราบน้ำมัน (Oil Spill Tracking Buoys)	2 ชุด
ชุดอุปกรณ์สำหรับดูดซับคราบน้ำมัน	
▪ Folded roll 5"x48"	2 ม้วน
▪ Pillow 25"x15"	2 ใบ
▪ Pad 17"x19"	100 แผ่น
▪ Boom 3"x48"	3 ชุด
▪ ถังมียาง	2 คู่
▪ ถังพลาสติกสำหรับใส่ของเสียปนเปื้อนน้ำมัน	5 ถัง
▪ Coverall Tyver (ขนาด L)	1 ชุด
▪ Coverall Tyver (ขนาด XL)	1 ชุด
อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลสำหรับกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม	
▪ รองเท้าบูทยาง	6 คู่
▪ ถังมียาง (สีดำ)	6 คู่
▪ ถังมียาง (สีเขียว)	6 คู่
▪ หน้ากาก (Face Shield)	6 ชิ้น
▪ ชุดป้องกันสารปรอท (สีขาว)	6 ชุด
▪ ชุดป้องกันสารเคมี (เทา)	6 ชุด
▪ หน้ากากปิดจมูก	2 ชิ้น
▪ แวนตานิริภัย	6 ชิ้น
▪ อุปกรณ์อื่นๆ	
▪ Wilden Pump w/rubber hose	1 ชุด
▪ Particulate Absorbent "MAXX" 5 กก.	8 ถัง
▪ Yellow Apron	1 ชิ้น
▪ Quick absorbent (22.6 กก.)	6.5 ชิ้น
▪ Absorbent pad 17" x 19"	78 แผ่น
อุปกรณ์ที่จัดเก็บไว้ที่เรือ FSO2	
▪ ทุ่นลอยติดตามคราบน้ำมัน (Oil Spill Tracking Buoys)	2 ชุด
ชุดอุปกรณ์สำหรับดูดซับคราบน้ำมัน	
▪ Folded roll 5"x48"	2 ม้วน
▪ Pillow 8"x18"	2 ใบ
▪ Pillow 25"x15"	2 ใบ
▪ Pad 17"x19"	50 แผ่น
▪ Pad 9 ¼"x14 ½"	100 แผ่น
▪ Boom 3"x48"	5 ชุด
▪ ถังมียาง	9 คู่
▪ ถังพลาสติกสำหรับใส่ของเสียปนเปื้อนน้ำมัน	10 ถัง

ตารางที่ 2.10-4: อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ในพื้นที่โครงการ G2/61
ที่อยู่ข้างเคียง (ต่อ)

อุปกรณ์	จำนวน
อุปกรณ์ที่จัดเก็บไว้ที่เรือ FSO2	
อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลสำหรับกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม	
▪ Coverall Tyver (ขนาด L)	1 ชุด
▪ Coverall Tyver (ขนาด XL)	1 ชุด
▪ รองเท้าบูทยาง	12 คู่
▪ ถุงมือยาง (สีดำ)	6 คู่
▪ ถุงมือยาง (สีเขียว)	12 คู่
▪ หน้ากาก (Face Shield)	11 ชิ้น
▪ ชุดป้องกันสารปรอท (สีขาว)	6 ชุด
▪ ชุดป้องกันสารเคมี (เทา)	6 ชุด
▪ หน้ากากแบบ Full/half mask respirator	11 ชิ้น
▪ แวนตานิรภัย	13 ชิ้น
อุปกรณ์อื่นๆ	
▪ Wilden Pump w/rubber hose	1 ชุด

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

นอกจากนี้ กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. สามารถร้องขอความช่วยเหลือและการสนับสนุนอุปกรณ์จากฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา และสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG) ตามข้อตกลงกันในกลุ่มสมาชิก เพื่อการช่วยเหลือซึ่งกันและกัน ดังตารางที่ 2.10-5 รวมทั้งสามารถร้องขอความช่วยเหลือจากผู้ประกอบการรายอื่นในอ่าวไทยได้ด้วย

ตารางที่ 2.10-5: อุปกรณ์ตอบสนองต่อการรั่วไหลของน้ำมันที่จัดเตรียมไว้ที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม
สงขลา และสมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน (IESG)

อุปกรณ์	จำนวน
อุปกรณ์ของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	
▪ เรือสำหรับเก็บกู้น้ำมัน	2 ลำ
▪ ทูนกักคราบน้ำมัน	1 ชุด
▪ ทู่น	4 ชุด
▪ Anchor – Danforth ขนาด 22 ปอนด์	4 ชุด
▪ อุปกรณ์พันสารเคมีชนิดสะพายหลัง ขนาด 16 ลิตร	6 เครื่อง
▪ สารเคมีจัดคราบน้ำมัน (โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับรอง)	2,500 ลิตร
▪ ชุดสำหรับใส่ปฏิบัติงาน	12 ตัว
▪ ทูนกักคราบน้ำมัน ชนิดที่สามารถดูดซับปิโตรเลียมได้ขนาด 12 x 25' ชนิด SEL 2512	1 ชุด
▪ ทูนกักคราบน้ำมัน ชนิดที่สามารถดูดซับปิโตรเลียมได้ขนาด 8 x 10' ชนิด SEL B8	1 ชุด
▪ ซีลียสำหรับดูดซับน้ำมัน	2 ถัง
▪ ถุงใส่ขยะ	60 ใบ
อุปกรณ์ของ IESG	
▪ ทูนกักคราบน้ำมัน	5 ชุด
▪ อุปกรณ์แยกน้ำมัน	3 ชุด
▪ อุปกรณ์เก็บน้ำมันบนชายหาด	2 ชุด
▪ ถังเก็บน้ำมัน ขนาด 10,000 ลิตร	2 ถัง
▪ ทู่นลอยดูดซับคราบน้ำมัน	50 ชุด
▪ แผ่นดูดซับคราบน้ำมัน	20 แผ่น

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

ง. การฝึกอบรมและการฝึกซ้อมตามแผนตอบสนองกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม

เพื่อให้เกิดความชำนาญในการใช้อุปกรณ์ ในการตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียมกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้กำหนดไว้ในสัญญากับบริษัท OSRL ให้จัดการฝึกซ้อมการใช้และบำรุงรักษาอุปกรณ์ตอบสนองการรั่วไหลของน้ำมันในสถานที่ปฏิบัติงานจริง โดยสมาชิกของทีม ERT จะต้องได้รับการฝึกอบรมด้านการใช้อุปกรณ์ตามหลักสูตรต้นแบบขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศมาตรฐาน (IMO) ระดับ 1 ขึ้นไป (IMO Level 1) รวมทั้งมีการซ้อมตามแผนตอบสนองการรั่วไหลปีละ 1 ครั้ง

2.10.4.2.(2) แผนตอบสนองกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิด

ก. การออกแบบโครงสร้างและการจัดเตรียมระบบต่างๆ

โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ทุกแห่ง ทั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน และที่จะติดตั้งเพิ่มเติม ได้รับการออกแบบโดยพิจารณาปัจจัยด้านความเสี่ยงอันตรายต่างในขั้นตอนการปฏิบัติงาน และนำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้ในการออกแบบเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตราย (Inherent safety and risk-based design) พร้อมทั้งการจัดเตรียมระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิตและสิ่งอำนวยความสะดวก (Safety of process and utility systems) โดยพิจารณามาตรฐานสากลและหลักการที่สำคัญของหน่วยงานต่างๆ ดังนี้

- American National Standard Institute
- American Petroleum Institute
- British Standards
- Institute of Petroleum
- International Association of Lighthouse Authorities
- International Civil Aviation Organisation
- International Electrotechnical Commission
- International Maritime Organisation
- International Organisation for Standardisation
- National Fire Protection Association
- Occupational Safety and Health Association
- UK Civil Aviation Authority

หลักการสำคัญที่ใช้สำหรับการออกแบบโครงสร้างเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตราย สรุปได้ดังนี้

- การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ (Facilities orientation) โดยพิจารณาทิศทางของกระแสหลัก และกระแสหลักในขั้นตอนการกำหนดทิศทางขององค์ประกอบต่างๆ เพื่อจำกัดโอกาสในการเกิดอันตรายจากองค์ประกอบนั้นๆ เช่น การกำหนดตำแหน่งแท่นเผาก๊าซ และการกำหนดตำแหน่งที่ตั้งของห้องควบคุมกลาง เป็นต้น
- การออกแบบโครงสร้างพิจารณาออกแบบโครงสร้างให้สามารถทนทานต่อสภาพขณะมีพายุที่มีความรุนแรงมากที่สุด
- การวางผังองค์ประกอบ พิจารณากำหนดตำแหน่งขององค์ประกอบให้สามารถช่วยลดโอกาสการเกิดเหตุการณ์ และลดความรุนแรงของเหตุการณ์ที่เป็นอันตราย

- การลดแหล่งกำเนิดของการหกรั่วไหล
- การออกแบบการใช้ประโยชน์ในพื้นที่ต่างๆ ให้สามารถช่วยลดโอกาสของการติดไฟจากสารไฮโดรคาร์บอนที่เกิดการรั่วไหลให้มากที่สุดเท่าที่สามารถปฏิบัติได้
- ทุกพื้นที่จะต้องมีระบบระบายอากาศที่ดีเพื่อให้พื้นที่นั้นอยู่ในสภาพที่ปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องเข้าไปปฏิบัติงาน และอุปกรณ์ต่างๆ
- การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์

นอกจากนี้ ยังมีการเตรียมระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิตและสิ่งอำนวยความสะดวก (Safety of process and utility systems) ตั้งแต่ในขั้นตอนการออกแบบ ได้แก่

ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต (Process safety systems) ซึ่งได้ถูกออกแบบให้สามารถสั่งหยุดระบบการผลิตได้ในกรณีที่เกิดการพบเหตุการณ์ไม่ปกติได้ 2 วิธี คือ ระบบหยุดการผลิตอัตโนมัติ (Automatic Emergency Shutdown หรือ Auto ESD) และระบบหยุดการผลิตโดยเจ้าหน้าที่ (Manual Shutdown)

ระบบตรวจสอบและลดความดัน (Relief and de-pressuring system) สำหรับระบบที่มีความดันสูง โดยการจัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัยเพื่อให้สามารถแยกระบบ (Isolation) และหยุดระบบเพื่อลดความดันลงในกรณีมีเหตุเพลิงไหม้ที่บริเวณภายนอกของระบบ เพื่อป้องกันการเกิดความรุนแรงเนื่องจากแรงดันที่เพิ่มขึ้น

ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล (Fire & gas detection and alarm) ที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต รวมถึงแท่นหลุมผลิต มีการติดตั้งระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล (Fire & gas detection and alarm) โดยพิจารณาข้อมูลจากผลการศึกษาเพื่อประเมินความเสี่ยงกรณีเพลิงไหม้และระเบิด (Fire and explosion risk assessment) เพื่อกำหนดจำนวนและตำแหน่งติดตั้งอุปกรณ์แต่ละชนิดให้เหมาะสมกับลักษณะการใช้งานของพื้นที่ต่างๆ ตามมาตรฐาน National Fire Protection Association (NFPA) ดังแสดงในตารางที่ 2.10-6 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

- ระบบตรวจจับควัน (Smoke detection) จะต้องติดตั้งไว้ในพื้นที่ปิดทุกแห่ง ได้แก่ ห้องควบคุม ห้องประชุม ห้องปฏิบัติการวิเคราะห์ ห้องรับประทานอาหาร ห้องเก็บแบตเตอรี่ ห้องอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์วัดคุม โดยอุปกรณ์ตรวจจับควันต้องสามารถครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานต่างๆ
- ระบบตรวจจับความร้อน (Heat detection) จะต้องพิจารณาติดตั้งไว้ในทุกพื้นที่ซึ่งมีข้อจำกัดที่ทำให้ไม่สามารถติดตั้งระบบตรวจจับควันได้ และพื้นที่ที่มีโอกาสเกิดความร้อนสูง
- ระบบตรวจจับก๊าซที่สามารถติดไฟ (Flammable gas detection) จะต้องติดตั้งไว้ในพื้นที่ตั้งของอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตที่มีโอกาสเกิดการสะสมตัวของก๊าซ และ/หรือการรั่วไหลของก๊าซ บริเวณหัวหลุม บริเวณใกล้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง และบริเวณใกล้กับผนังของห้องต่างๆ ที่เป็นผนังกันไฟในทุกชั้น เพื่อแจ้งเตือนกรณีมีก๊าซรั่วไหลในกระบวนการผลิตแล้วมีก๊าซแพร่กระจายตัวมาถึง
- ระบบตรวจจับเปลวไฟ (Flame detection) จะต้องติดตั้งไว้ในพื้นที่ซึ่งมีสารไฮโดรคาร์บอน และบริเวณใกล้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าชนิดใช้น้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิง
- ระบบตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen gas detection) จะต้องติดตั้งไว้ในห้องเก็บแบตเตอรี่ เนื่องจากมีโอกาสที่ก๊าซไฮโดรเจนจะรั่วไหลออกจากแบตเตอรี่

- ระบบการแจ้งเตือน (Alarm system) ซึ่งพิจารณาเลือกชนิดของระบบที่ใช้ในการแจ้งเตือนให้เหมาะสมกับพื้นที่ เช่น ในพื้นที่ซึ่งมีระดับเสียงดัง ควรจะพิจารณาติดตั้งทั้งระบบแจ้งเตือนด้วยไฟสัญญาณ และเสียงสัญญาณ รวมถึงการประกาศแจ้งผ่านลำโพง เป็นต้น

ตารางที่ 2.10-6: รายการอุปกรณ์ตรวจจับอัคคีภัยในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ

รายการอุปกรณ์	พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการอาทิตย์		
	แท่นผลิต	แท่นหลุมผลิต*	แท่นที่พักอาศัย
ระบบตรวจจับเปลวไฟ (Flammable gas detection)	✓	✓	✓
ระบบตรวจจับความร้อน (Heat detection)	✓	-	✓
ระบบตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen gas detection)	✓	-	✓
ระบบตรวจจับการรั่วไหลของก๊าซ (Gas leak detection)	✓	✓	✓
ระบบตรวจจับควัน (Smoke detection)	✓	-	✓

หมายเหตุ * แท่นหลุมผลิต ไม่มีผู้ปฏิบัติงานพักอาศัยอยู่ประจำ จะไปปฏิบัติงานตามแผนงานโดยไม่มีการพักค้างคืน
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด (Fire & explosion protection) ซึ่งติดตั้งไว้เพื่อป้องกันผลกระทบที่จะเกิดตามมาจากเหตุการณ์เพลิงไหม้หรือระเบิดเท่าที่จะสามารถดำเนินการได้ เพื่อป้องกันการลุกลามหรือขยายความรุนแรงจนถึงเกิดผลกระทบต่อความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน อุปกรณ์ในกระบวนการผลิต และโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยจะนำผลจากการศึกษาเพื่อประเมินความเสี่ยงกรณีเพลิงไหม้และระเบิดมาใช้พิจารณาเลือกระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด ให้สอดคล้องตามข้อกำหนด GS EP SAF 311 Rules for the Selection of Fire-Fighting Systems และมาตรฐาน National Fire Protection Association (NFPA) ซึ่งประกอบด้วย

- ระบบป้องกันอัคคีภัยเชิงรับ (Passive fire protection) ซึ่งจะเป็นการออกแบบองค์ประกอบของแท่นผลิตให้สามารถป้องกันการลุกลามของไฟ ตั้งแต่ในขั้นตอนการออกแบบโครงสร้าง เพื่อให้มีเวลาในการอพยพพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ และการเข้าดับเพลิงของเจ้าหน้าที่ได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ ได้แก่
 - การแบ่งกั้นพื้นที่ด้วยผนังทนไฟ (Fire wall)
 - การติดตั้งแผ่นกันความร้อน (Heat shield)
 - การเคลือบหรือหุ้มด้วยสารป้องกันเปลวไฟ เช่น สีกันไฟอีพอกซี เป็นต้น
 - การออกแบบเส้นทางหนีไฟ และจุดรวมพล
- ระบบป้องกันอัคคีภัยเชิงรุก (Active fire protection) เป็นการป้องกันการลุกลามของเหตุการณ์เพลิงไหม้หลังจากที่เกิดไฟขึ้นแล้ว ได้แก่ การติดตั้งอุปกรณ์ดับเพลิง ทั้งชนิดที่ติดตั้งถาวรอยู่ในพื้นที่ต่างๆ และชนิดที่สามารถเคลื่อนย้ายได้ โดยระบบที่ติดตั้งครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 2.10-7

ตารางที่ 2.10-7: ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิดในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ

รายการอุปกรณ์/ระบบป้องกัน	พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการอาทิตย์		
	แท่นผลิต	แท่นหลุมผลิต*	แท่นที่พักอาศัย
ระบบน้ำดับเพลิง (Water system)	✓	-	✓
ระบบกระจายน้ำดับเพลิงแบบ Deluge	✓	-	-
หัวกระจายน้ำดับเพลิง (Fixed fire monitors)	✓	-	✓
ระบบดับเพลิงชนิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO ₂ Flooding system) ทั้งแบบติดตั้งอยู่ในพื้นที่ (Fixed) และแบบที่สามารถเคลื่อนย้ายได้ (Portable)	✓	✓	✓
ระบบโฟมดับเพลิง (Foam system) ทั้งแบบติดตั้งอยู่ในพื้นที่ (Fixed) และแบบที่สามารถเคลื่อนย้ายได้ (Portable)	✓	-	-

หมายเหตุ * แท่นหลุมผลิต ไม่มีผู้ปฏิบัติงานพักอาศัยอยู่ประจำ จะไปปฏิบัติงานตามแผนงานโดยไม่มีการพักค้างคืน
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

ข. การเตรียมความพร้อมเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์

การตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและการระเบิดนั้นกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงานสูงสุด โดยจะมีขั้นตอนการจัดการเหตุ การแจ้งเหตุ การอพยพ และแผนผังเส้นทาง การอพยพ ซึ่งระบุไว้ตามแผนตอบสนองเหตุการณ์ฉุกเฉิน รวมทั้งมีการซ้อมแผนเพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานมีความเข้าใจ และมีความพร้อมที่จะปฏิบัติตามแผนที่จัดเตรียมไว้ได้ทันที

ทั้งนี้ หากพบเหตุอัคคีภัยหรือการระเบิด จะต้องแจ้งกลับมายังห้องควบคุม และมีขั้นตอนการตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและการระเบิด ดังนี้

- เมื่อผู้ปฏิบัติงานพบเห็นการเกิดอัคคีภัยหรือการระเบิด ต้องรายงานให้ผู้ควบคุมการดำเนินการที่ห้องควบคุมทราบทันที และหากพบการเกิดอัคคีภัยที่สามารถควบคุมได้โดยปลอดภัย ให้ดำเนินการโดยเร็วที่สุดด้วยอุปกรณ์การป้องกันระงับอัคคีภัยที่เตรียมไว้ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง แล้วทำบันทึกรายงานการเกิดเหตุ ทั้งนี้ หากพิจารณาแล้วพบว่าไม่ปลอดภัย ให้ออกจากพื้นที่เกิดเหตุ โดยรายงานเหตุไปยังห้องควบคุม ซึ่งสามารถดำเนินการได้ดังนี้
 - แจ้งผ่านระบบวิทยุสื่อสารแบบพกพา (Handheld portable radio) หรือ
 - แจ้งผ่านระบบโทรศัพท์ซึ่งตั้งอยู่ที่ห้อง Electrical & Instrument (E&I) บนแท่นหลุมผลิต หรือ
 - แจ้งผ่านโทรศัพท์ระบบ PABX ซึ่งติดตั้งอยู่ตามจุดต่างๆ บนแท่นที่พักอาศัย แท่นหลุมผลิต และแท่นผลิต

หลังจากมีการแจ้งเหตุหรือแจ้งเตือนจะดำเนินการตามแผนโดยทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินตามระดับความรุนแรงของเหตุการณ์ ดังแสดงรายละเอียดในหัวข้อที่ 2.10.4.1

นอกจากนี้ ยังได้จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย (Safety equipment) ไว้ในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยพิจารณาจัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยชีวิตให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS ดังนี้

- แพหรือเรือช่วยชีวิต (Lift boat/Life rafts/Safety craft/Fast rescue craft) ซึ่งจัดเตรียมให้มีจำนวนและขนาดเพียงพอกับจำนวนสูงสุดของผู้ปฏิบัติงานที่จะต้องเข้าไปปฏิบัติงาน โดยจะต้องจัดเตรียมไว้ในตำแหน่งที่สามารถเข้าถึงและนำแพช่วยชีวิตลงสู่ทะเลได้อย่างปลอดภัย
- ห่วงชูชีพ (Life buoys) จะต้องจัดเตรียมห่วงชูชีพชนิดที่มีสัญญาณไฟ และมีความยาวของเชือกสำหรับปล่อยชูชีพที่เหมาะสม โดยจะต้องจัดเตรียมไว้โดยรอบของพื้นที่แท่นผลิตแต่ละชั้น เพื่อให้สามารถนำมาใช้ในกรณีมีผู้ปฏิบัติงานตกลงสู่ทะเลได้อย่างรวดเร็ว และปลอดภัย
- เสื้อชูชีพ (Life jackets) จะต้องจัดเตรียมจำนวนเสื้อชูชีพให้เพียงพอต่อจำนวนผู้ปฏิบัติงานสูงสุดที่จะเข้าไปปฏิบัติงานในแต่ละพื้นที่ โดยจะต้องจัดเตรียมไว้ทั้งในห้องควบคุม และใกล้จุดรวมพลชนิดที่เลือกใช้จะต้องเป็นชนิดที่ได้รับการรับรองจาก SOLAS ซึ่งเหมาะสมสำหรับการใช้เพื่อการอพยพด้วยแพช่วยชีวิต และการหนีลงสู่ทะเลโดยตรง
- อุปกรณ์สำหรับการไต่หรือไต่ลงในแนวดิ่ง เช่น Scramble net ซึ่งจะต้องติดตั้งไว้ในบริเวณที่จัดเตรียมแพช่วยชีวิตไว้ และอุปกรณ์สำหรับอพยพจากแท่นไปยังเรือสนับสนุน ได้แก่ ตะกร้ายก (Transfer baskets) และเชือกโหน (Swing rope)
- ผักบัวและอ่างล้างตาฉุกเฉิน จะต้องจัดเตรียมไว้ในพื้นที่ซึ่งมีการใช้สารเคมี รวมถึงบริเวณด้านนอกของห้องเก็บแบตเตอรี่ โดยจะต้องจัดเตรียมน้ำจืดให้สามารถส่งไปยังอุปกรณ์ต่างๆ อย่างต่อเนื่องได้เป็นเวลาอย่างน้อย 15 นาที
- อุปกรณ์ปฐมพยาบาล ซึ่งจะต้องจัดเตรียมไว้ที่แท่นที่พักอาศัย โดยจะต้องมีชนิดและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนด และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง และจะต้องเพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงานที่จะเข้าไปปฏิบัติงาน
- หน้ากากป้องกันควันไฟ (Smoke hoods) จะต้องจัดเตรียมหน้ากากชนิดที่เหมาะสมสำหรับการใช้ในระหว่างการอพยพหนีไฟ เป็นเวลาอย่างน้อย 15 นาที และจัดเตรียมไว้ในจำนวนที่เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงานที่จะเข้าไปปฏิบัติงาน โดยจัดเตรียมไว้ทั้งในห้องควบคุม และในบริเวณที่มีความจำเป็นอื่นๆ

2.10.4.2.(3) แผนตอบสนองกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น

แผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน (Tropical Cyclone Evacuation Plan) ได้ถูกกำหนดขึ้นเพื่อให้เกิดความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานในกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่นขึ้น โดยรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP) จะเป็นผู้ประกาศจัดตั้งศูนย์ตอบสนองพายุไต้ฝุ่น (Tropical Revolving Storms Response Center) รวมทั้งจัดตั้งทีมงาน และผู้ประสานงานกรณีพายุไต้ฝุ่น (Typhoon Coordinator) ซึ่งจะทำงานร่วมกับทีม EMT ที่กรุงเทพฯ มีหน้าที่เป็นผู้ประสานงานหลัก ระหว่างผู้ให้บริการข้อมูลสภาพอากาศ เช่น บริษัท Offshore Weather Services หรือ OWS) และรายงานสถานการณ์ไต้ฝุ่นให้กับรองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP) ซึ่งเป็นผู้สั่งการทราบ และดำเนินการเพื่อแจ้งเตือนไปยังพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งต่อไป

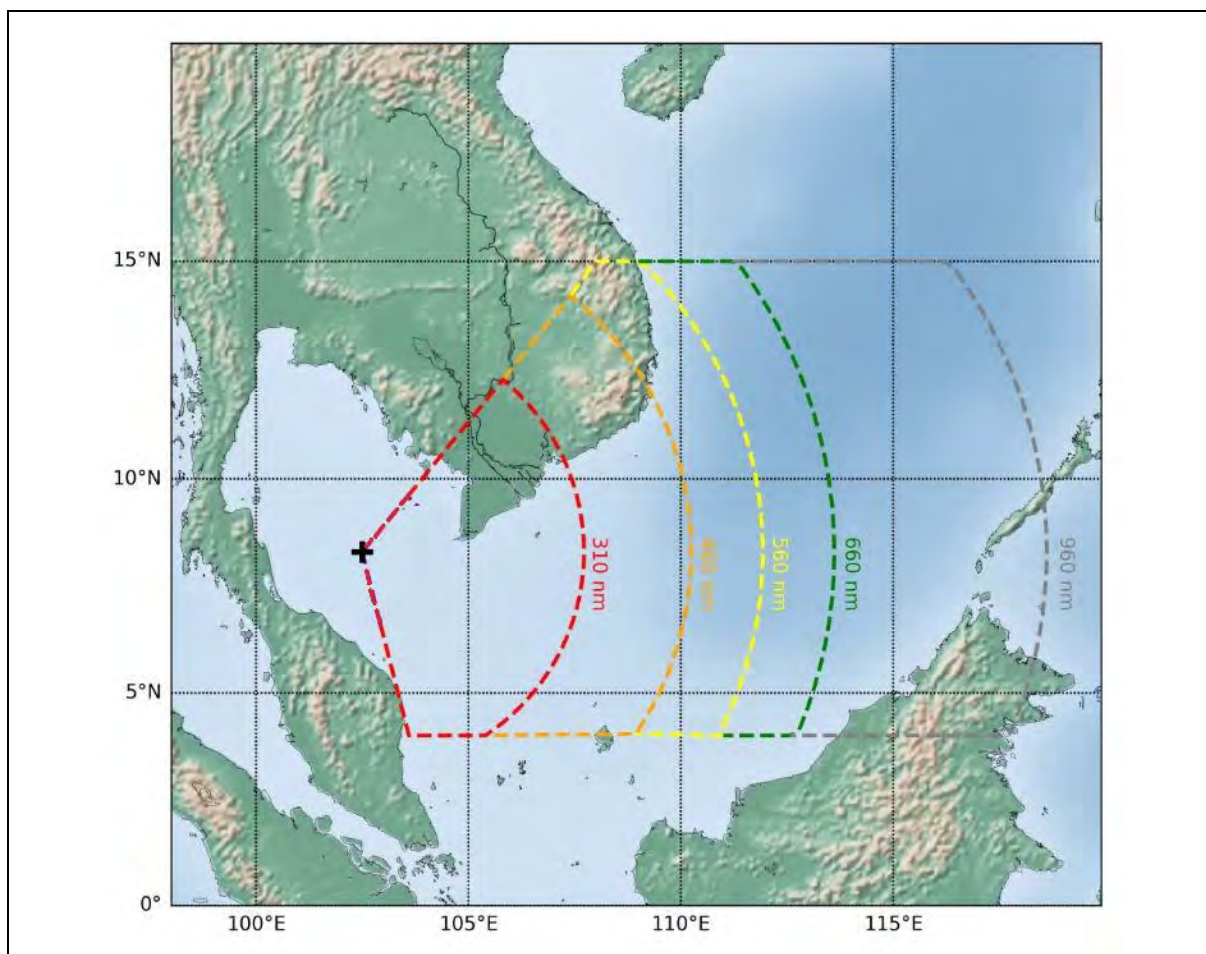
ทั้งแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน จะประกอบด้วย ระดับการเตือนภัย แผนการอพยพ ผู้ปฏิบัติงาน หมายเลขโทรศัพท์ และช่องวิทยุที่เกี่ยวข้องในการสื่อสารเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินกรณีพายุไต้ฝุ่น ซึ่งจะเป็นมาตรฐานเดียวกันสำหรับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทั้งหมด ทั้งนี้ การเตือนภัยเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น จะแบ่งระดับตามระยะห่างจากตำแหน่งของพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ดังแสดงใน ตารางที่ 2.10-8 และรูปที่ 2.10-6

ตารางที่ 2.10-8: ระดับการเตือนภัยเมื่อเกิดพายุไต้ฝุ่น

ระดับการเตือนภัย	ระยะห่างจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ไมล์ทะเล)	ระยะเวลาที่ไต้ฝุ่นจะถึงพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ชั่วโมง)		
		ที่ความเร็ว 5 นอต	ที่ความเร็ว 10 นอต	ที่ความเร็ว 15 นอต
สีเทา	960	192.0	96.0	64.0
สีเขียว	660	132.0	66.0	44.0
สีเหลือง	560	112.0	56.0	37.3
สีส้ม	460	92.0	46.0	30.6
สีแดง	310	62.0	31.0	20.6

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

รูปที่ 2.10-6: ระยะในการแจ้งเตือนกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น



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

เมื่อได้รับการแจ้งเตือนการเกิดพายุไต้ฝุ่นในแต่ละระดับ พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่งจะต้องดำเนินการตอบสนองตามขั้นตอนซึ่งแบ่งตามระดับความรุนแรงของการแจ้งเตือน สรุปได้ดังตารางที่ 2.10-9

ตารางที่ 2.10-9: ขั้นตอนการตอบสนองต่อการแจ้งเตือนภัยการเกิดพายุไต้ฝุ่น

ระดับการเตือนภัย	สิ่งที่ต้องดำเนินการเพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์
สีเทา (ระยะห่าง 960 ไมล์ทะเล)	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศต่อเนื่องทุก 12 ชั่วโมง สามารถเริ่มติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานต่างๆ เพื่อเตรียมการและรับทราบข้อมูลที่จำเป็น
สีเขียว (ระยะห่าง 660 ไมล์ทะเล)	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศต่อเนื่องทุก 6 ชั่วโมง รวบรวมทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ เพื่อเตรียมความพร้อมในการปฏิบัติหน้าที่ ตรวจสอบจำนวนและรายชื่อผู้ปฏิบัติงานที่ประจำการอยู่ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง เลื่อนการดำเนินงานตามแผนงานซ่อมบำรุง แผนการตรวจสอบ และแผนการก่อสร้าง เริ่มอพยพบุคคลที่ไม่มีความจำเป็นจะต้องอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งเป็นกลุ่มแรก ได้แก่ ผู้มาเยี่ยมชม ให้เรือต่างๆ และแท่นเจาะเตรียมการสำหรับการเคลื่อนย้าย ไม่เริ่มต้นงานเจาะหลุมปิโตรเลียมเพิ่มเติม
สีเหลือง (ระยะห่าง 560 ไมล์ทะเล)	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศต่อเนื่องทุก 3 ชั่วโมง อพยพผู้ปฏิบัติงานกลุ่มที่ 2* ซึ่งไม่มีหน้าที่สำคัญ เช่น ผู้ที่ไม่เกี่ยวข้องกับการเจาะ กลับขึ้นฝั่ง ให้เรือสนับสนุนเคลื่อนย้ายออกจากพื้นที่ฐานปฏิบัติการ ยุติกิจกรรมการเจาะชั่วคราว และเตรียมการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง
สีส้ม (ระยะห่าง 460 ไมล์ทะเล)	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศต่อเนื่องทุก 3 ชั่วโมง อพยพผู้ปฏิบัติงานกลุ่มที่ 3* ซึ่งไม่มีหน้าที่สำคัญลำดับต่อมา กลับขึ้นฝั่ง ให้เรือต่างๆ และแท่นเจาะ ถอนสมอและเคลื่อนย้ายออกจากพื้นที่ ให้แท่นเจาะยกขาแท่นขึ้นจากพื้นท้องทะเล (สำหรับแท่นเจาะแบบ Jack up rig) หรือถอนสมอ (สำหรับแท่นเจาะแบบ Tender rig) และเคลื่อนย้ายออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานไปยังพื้นที่ปลอดภัย โดยในระหว่างการอพยพแท่นเจาะจะต้องรายงานตำแหน่งที่อยู่ และสภาพอากาศให้ ศูนย์ตอบสนองพายุไต้ฝุ่นทราบทุก 3 ชั่วโมง จนกว่าจะเคลื่อนย้ายไปถึงพื้นที่ปลอดภัย
สีแดง (ระยะห่าง 310 ไมล์ทะเล)	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศต่อเนื่องทุก 3 ชั่วโมง ติดตามตรวจสอบให้มั่นใจว่า เรือและแท่นเจาะที่ได้เคลื่อนย้ายออกจากพื้นที่ไปแล้ว ได้ไปหลบอยู่ในบริเวณที่ปลอดภัย

หมายเหตุ: *การจำแนกกลุ่มผู้ที่จะต้องอพยพกรณีที่เกิดพายุไต้ฝุ่น จะพิจารณาหน้าที่และความสำคัญในแผนฉุกเฉินรวมทั้งและความเสี่ยงที่จะเกิดผลกระทบ
ที่มา: บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (2566)

สำหรับทิศทางการหลบพายุ เนื่องจากพายุไต้ฝุ่นที่เคลื่อนตัวเข้ามาในอ่าวไทย ส่วนใหญ่มีทิศทางการเคลื่อนตัวจากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตกก่อนไปทางตะวันตกเฉียงเหนือ ดังนั้น จึงควรนำเรือเคลื่อนหลบพายุไปในทิศทางตรงข้ามกับทิศทางการเคลื่อนตัวของพายุ หรือไปในทิศใต้ ส่วนในกรณีที่พายุเคลื่อนตัวจากทิศตะวันออกไปทางทิศตะวันตก ผ่านทางทิศใต้ของพื้นที่โครงการฯ ควรนำเรือเคลื่อนหลบพายุไปในทิศเหนือ ทั้งนี้ ตำแหน่งพื้นที่ปลอดภัยที่ใช้สำหรับการหลบพายุที่กำหนดไว้เบื้องต้นในแผนตอบสนองกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่นมี 2 บริเวณ ดังนี้

- พื้นที่หลบพายุไต้ฝุ่นที่อยู่ทางทิศเหนือ ได้แก่ เกาะกูด จังหวัดตราด ที่ละติจูด 5 องศา 52 ลิปดาเหนือ ลองจิจูด 102 องศา 53 ลิปดา ตะวันออก
- พื้นที่หลบพายุไต้ฝุ่นที่อยู่ทางทิศใต้ ได้แก่ พื้นที่ระหว่างเกาะเปอร์ฮันเตียน เบซาร์ (Perhentian Besar) และเกาะเรดัง (Pulau Redang) เมืองตรังกานู ประเทศมาเลเซีย ที่ละติจูด 11 องศา 38 ลิปดาเหนือ ลองจิจูด 102 องศา 32 ลิปดา ตะวันออก

2.10.4.2.(4) แผนตอบสนองกรณีมีผู้บุกรุก

พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้จัดเตรียมความพร้อม และช่องทางการสื่อสารในกรณีที่อาจถูกกลุ่มผู้ไม่หวังดีหรือกลุ่มผู้ก่อการร้าย โดยระบุไว้ในแผนการดำเนินงานด้านความมั่นคงของโครงการอาทิตย์ (Arthit Security Plan) เพื่อความปลอดภัยของพนักงาน ผู้รับเหมา และบุคคลภายนอก ที่อยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ รวมถึงความปลอดภัยของโครงสร้างในทะเลของโครงการอาทิตย์ซึ่งอาจได้รับอันตรายกรณีมีผู้บุกรุก

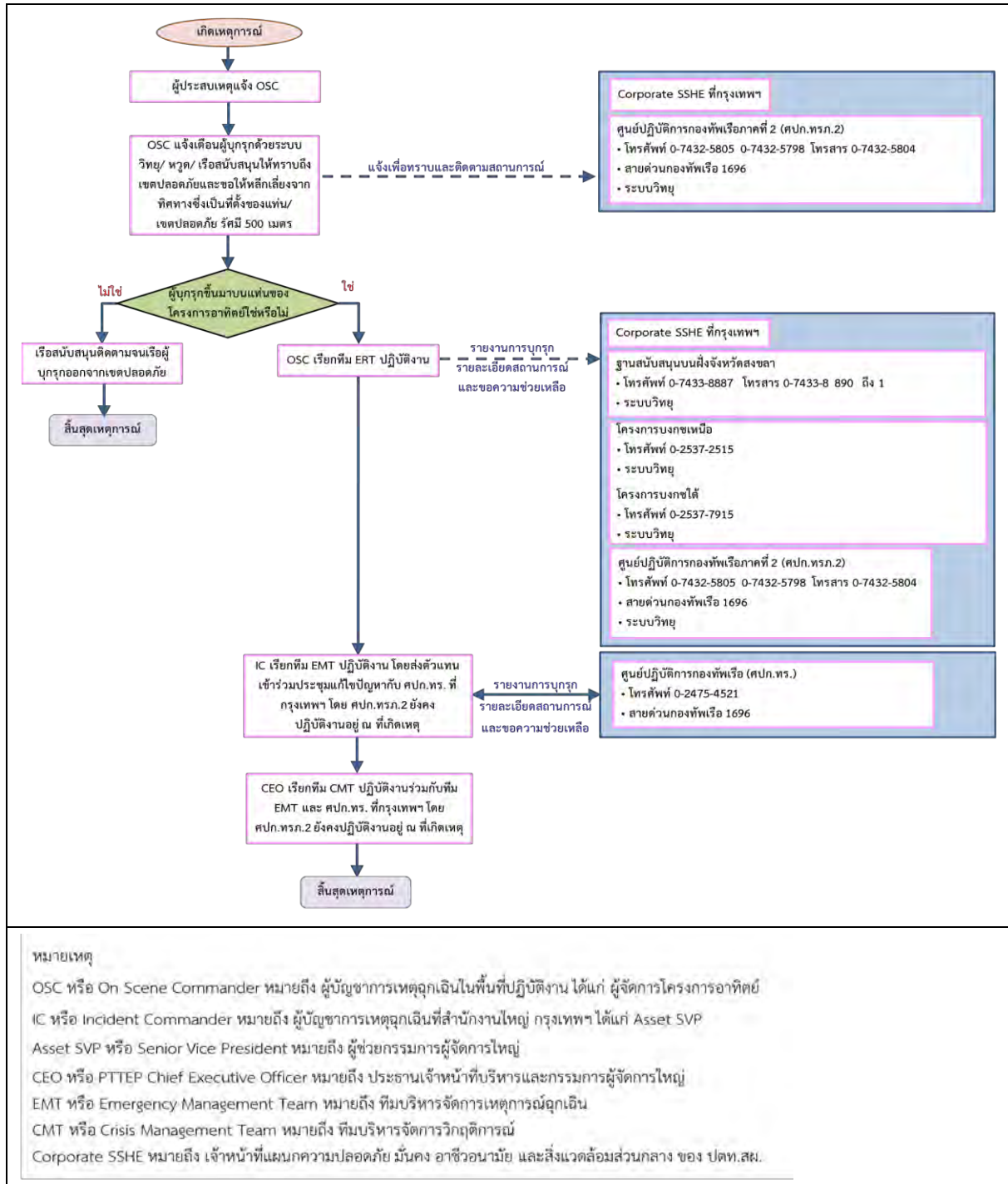
โครงการอาทิตย์จึงได้จัดเตรียมเรือสนับสนุนประจำอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ รวมทั้งมีระบบแสดงตนอัตโนมัติ (Automatic Identification System หรือ AIS) และเรดาร์ที่ห้องควบคุมบนแท่นที่พักอาศัย ซึ่งทำให้ทราบถึงข้อมูลเรือและตำแหน่งของเรือที่อยู่ในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ตลอดเวลา นอกจากนี้ แผนการดำเนินงานด้านความมั่นคงของโครงการอาทิตย์ (Arthit Security Plan) ยังได้แสดงขั้นตอนการปฏิบัติเมื่อเกิดเหตุฉุกเฉิน และจัดทำบันทึกข้อตกลงว่าด้วยความร่วมมือด้านมาตรการความมั่นคงปลอดภัยสำหรับการปฏิบัติการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระหว่างกองทัพเรือกับ ปตท.สผ. เพื่อใช้เป็นแนวทางในการปฏิบัติงานระหว่างกันทั้งในสภาวะปกติและเมื่อมีเหตุการณ์ฉุกเฉินเกิดขึ้น รวมทั้งได้กำหนดให้มีการฝึกซ้อมร่วมกันอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง

ทั้งนี้ ในสถานการณ์ปกติ พนักงานประจำห้องควบคุมที่แท่นผลิตอาทิตย์จะติดต่อสื่อสารกับศูนย์ปฏิบัติการกองทัพเรือภาคที่ 2 (ศปก.ทรก.2) ที่จังหวัดสงขลาเป็นประจำทุกวันด้วยโทรศัพท์ดาวเทียมเพื่อทดลองการสื่อสาร ตลอดจนแจ้งสถานการณ์ทั่วไป และมีขั้นตอนในการติดต่อสื่อสารในกรณีฉุกเฉินต่างๆ ดังนี้

- กรณีที่โครงการฯ ตรวจพบเรือที่มีทิศทางมุ่งหน้าเข้าหาโครงสร้างของโครงการอาทิตย์อย่างต่อเนื่องและไม่อยู่ในเส้นทางเดินเรือปกติ หรือการรุกร้าเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร ตามกฎกระทรวงพลังงาน เรือ กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 ผู้จัดการโครงการอาทิตย์ (Arthit Field Manager) ซึ่งมีหน้าที่เป็นผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉินในพื้นที่ปฏิบัติงาน (On Scene Commander หรือ OSC) โดย OSC จะติดต่อเรือลำดังกล่าวผ่านระบบวิทยุเพื่อพิสูจน์ทราบประเภทและวัตถุประสงค์ของเรือ พร้อมแจ้งให้ทราบถึงเขตปลอดภัยและที่ตั้งของโครงสร้าง และเปิดสัญญาณเตือนเพื่อขอให้หลีกเลี่ยงการเดินเรือเข้ามา นอกจากนั้น OSC จะแจ้งไปยัง Corporate SSHE ที่สำนักงานใหญ่ กรุงเทพมหานคร และศูนย์ปฏิบัติการกองทัพเรือภาคที่ 2 (ศปก.ทรก.2) ที่จังหวัดสงขลา เพื่อทราบและติดตามสถานการณ์ หากเรือดังกล่าวเปลี่ยนทิศทางและเคลื่อนที่ออกจากโครงสร้างของโครงการอาทิตย์ OSC จะให้เรือสนับสนุนติดตามจนกระทั่งเรือผู้บุกรุกออกจากเขตปลอดภัย
- กรณีตรวจพบการบุกรุกขึ้นมาบนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ซึ่งถือเป็นเหตุฉุกเฉินหรือภาวะวิกฤติ) OSC จะรายงานการบุกรุกและขอความช่วยเหลือไปยัง ศปก.ทรก.2 ที่จังหวัดสงขลาทันที พร้อมทั้งขอความช่วยเหลือไปยังฐานสนับสนุนการพัฒนปิโตรเลียม สงขลา ห้องควบคุมของโครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) ที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง และ Asset Senior Vice President (Asset SVP) ซึ่งมีหน้าที่เป็นผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉินที่สำนักงานใหญ่ กรุงเทพมหานคร (Incident Commander หรือ IC) เพื่อเรียกทีมบริหารจัดการเหตุฉุกเฉิน (Emergency Management Team หรือ EMT) รวมทั้งประสานไปยัง CEO เพื่อเรียกทีมบริหารจัดการวิกฤติการณ์ (Crisis Management Team หรือ CMT) เข้ามาช่วยสนับสนุนด้านข้อมูลและการประสานงานในการตอบสนองต่อเหตุการณ์ โดย IC จะรายงานการบุกรุก รายละเอียดสถานการณ์ที่ได้รับทราบจาก OSC

พร้อมทั้งขอความช่วยเหลือไปยัง ศปก.ทร. ที่กรุงเทพฯ ทั้งนี้ การตอบสนองเหตุฉุกเฉิน ณ ที่เกิดเหตุ จะมี ศปก.ทร.2 นำโดย ผู้อำนวยการกองยุทธการ ท้าเรือภาคที่ 2 เป็นผู้บัญชาการเหตุฉุกเฉิน โดยมีขั้นตอนการแจ้งเหตุและการสั่งการ ดังแสดงในรูปที่ 2.10-7

รูปที่ 2.10-7: ขั้นตอนการแจ้งและรายงานเหตุการณ์กรณีมีผู้บุกรุกบนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง



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

2.10.4.2.(5) แผนการอพยพผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บ

พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จะต้องจัดให้มีห้องปฐมพยาบาลพร้อมอุปกรณ์เพื่อการรักษาพยาบาลในเบื้องต้น และบุคลากรทางการแพทย์ประจำอยู่ที่พื้นที่ปฏิบัติงานแต่ละแห่ง ซึ่งรวมถึงแท่นที่พักอาศัย ซึ่งใช้เป็นพื้นที่ปฏิบัติการของโครงการฯ

หากเกิดกรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บหรือมีอาการเจ็บป่วย บุคลากรทางการแพทย์ที่ประจำอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จะทำหน้าที่ให้การรักษาในเบื้องต้น และหากอาการของผู้ได้รับบาดเจ็บหรือผู้ป่วยมีความรุนแรงเกินขีดความสามารถและอุปกรณ์ที่มีอยู่ในขณะนั้น สามารถร้องขอความช่วยเหลือจากบริษัทผู้รับเหมาสำหรับการให้บริการทางการแพทย์กับกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งจะให้บริการหรือความช่วยเหลือ ดังนี้

- ให้คำแนะนำทางการแพทย์ผ่านทางโทรศัพท์ เพื่อประเมินและวินิจฉัยอาการว่าในกรณีนั้นๆ ควรให้การรักษาอย่างไรบ้าง
- ในกรณีที่ต้องมีการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง จะประสานงานและดำเนินการจัดหายานพาหนะในการขนย้ายผู้ป่วยไปทำการรักษายังโรงพยาบาลในเครือข่ายของบริษัทผู้รับเหมาสำหรับการให้บริการทางการแพทย์ที่เหมาะสม โดยจะดำเนินการจัดหาโรงพยาบาลที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง และมีความพร้อมของอุปกรณ์ทางการแพทย์ ซึ่งที่ผ่านมาเมื่อผู้ป่วยถูกเคลื่อนย้ายมายังฝั่งที่จังหวัดสงขลา จะถูกส่งต่อไปยังโรงพยาบาลกรุงเทพหาดใหญ่ ซึ่งเป็นโรงพยาบาลเอกชนขนาด 200 เตียง ที่ใหญ่ที่สุดในอำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา และให้บริการได้ตลอด 24 ชั่วโมง

2.11 แผนงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility หรือ CSR)

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เข้าใจถึงความสำคัญของการสร้างสัมพันธ์ภาพอันดีระหว่างชุมชนในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย โดยจะดำเนินงานด้านชุมชนสัมพันธ์ และงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม ในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง ตามนโยบายของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่สำคัญ ได้แก่ นโยบายการบริหารจัดการชุมชนสัมพันธ์ และนโยบายความรับผิดชอบต่อสังคม ดังนี้

1. นโยบายการบริหารจัดการชุมชนสัมพันธ์ (Community Relations and Management Policy)

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มุ่งมั่นในการดำเนินธุรกิจด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เคียงคู่กับการดำเนินงานเพื่อประโยชน์ของชุมชนและสังคม โดยให้ความสำคัญในกระบวนการสร้างความสัมพันธ์ รวมถึงการส่งเสริมและพัฒนาคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่ปฏิบัติงาน พร้อมทั้งยึดมั่นและถือปฏิบัติตามแนวทางกำกับดูแลกิจการที่ดีและจริยธรรมทางธุรกิจ นโยบายด้านสิทธิมนุษยชน นโยบายการพัฒนาอย่างยั่งยืน และนโยบายความรับผิดชอบต่อสังคม รวมทั้งการให้ความสำคัญและเคารพต่อหลักการด้านการบริหารจัดการชุมชนสัมพันธ์ในระดับสากล เพื่อให้การดำเนินธุรกิจของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. เติบโตเคียงคู่กับชุมชนและสังคมอย่างยั่งยืน

เพื่อปฏิบัติตามพันธสัญญาดังกล่าวกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีแนวทางการดำเนินงานด้านการบริหารจัดการชุมชนสัมพันธ์ ดังนี้

1. ยึดหลักในการเป็นพลเมืองที่ดี มีความรับผิดชอบต่อชุมชนและสังคม ในพื้นที่ปฏิบัติงาน พิจารณากำกับกระบวนการทำงานในทุกขั้นตอน เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบต่อชุมชน สังคม และสิ่งแวดล้อม
2. ดำเนินการพิจารณาแก้ไขปัญหาและข้อร้องเรียนจากผู้มีส่วนได้เสียในทุกระดับ โดยถือปฏิบัติตามระเบียบข้อบังคับอย่างเคร่งครัด เพื่อความถูกต้องและเป็นธรรม
3. ส่งเสริมและสนับสนุนการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียในทุกระดับ เพื่อการบริหารจัดการชุมชนที่สมบูรณ์ และเกิดประโยชน์ต่อทุกภาคส่วน สร้างความเชื่อมั่นและยอมรับในการดำเนินงานจากชุมชน สังคม ในทุกพื้นที่ปฏิบัติงาน
4. ให้ความสำคัญและเคารพในสิทธิมนุษยชน วิถีชีวิตชุมชน วัฒนธรรม และค่านิยมท้องถิ่น
5. มุ่งมั่นการดำเนินงานในกิจกรรมการพัฒนาอย่างยั่งยืน เพื่อยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชนในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยมุ่งเน้นให้เกิดประโยชน์สูงสุด

2. นโยบายความรับผิดชอบต่อสังคม (Corporate Social Responsibility Policy หรือ CSR)

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ยึดมั่นในการเป็นพลเมืองที่ดีของสังคมและชุมชนในทุกพื้นที่ปฏิบัติการ มุ่งเน้นการพัฒนาสังคมอย่างยั่งยืน โดยการมีส่วนร่วมอย่างจริงจังในการพัฒนาสิ่งแวดล้อม และยกระดับมาตรฐานความเป็นอยู่ของสังคมให้ดีขึ้น เพื่อตอบสนองต่อความต้องการของสังคม โดยมีการกำหนดนโยบายความรับผิดชอบต่อสังคมที่สอดคล้องกับมาตรฐานสากล ดังนี้

1. บูรณาการความรับผิดชอบต่อสังคมไว้ในทุกระบวนการตัดสินใจและการดำเนินงานทางธุรกิจ
2. สนับสนุนและปฏิบัติตามหลักสิทธิมนุษยชนขั้นพื้นฐาน เคารพกฎหมาย วัฒนธรรม ขนบธรรมเนียม ประเพณี ค่านิยมของท้องถิ่น ในการปฏิบัติต่อพนักงานและผู้ได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานขององค์กร และไม่สนับสนุนกิจการที่ละเมิดสิทธิมนุษยชน
3. สนับสนุนการพัฒนาชุมชน สังคม การอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ และสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืนในทุกพื้นที่ที่องค์กรเข้าไปดำเนินธุรกิจ
4. ใช้แนวทางการมีส่วนร่วม และการสื่อสารกับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกฝ่ายอย่างโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ
5. ปลุกฝังค่านิยมจิตอาสาให้ผู้บริหาร พนักงาน และคู่ค้าในการมีส่วนร่วมพัฒนาสังคมชุมชนอย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ บุคลากรของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ตั้งแต่ผู้บริหารสูงสุดจนถึงระดับปฏิบัติการ มีเจตนาร่วมกันในการถือปฏิบัติภายใต้นโยบายนี้ เพื่อให้บรรลุผลในการพัฒนาองค์กร ธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน

2.11.1 การวางแผนเพื่อดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคมของโครงการฯ

การดำเนินงานด้านความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) โครงการฯ จะนำกรอบการดำเนินงานเพื่อสังคมของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มาใช้ในการวางแผนและดำเนินงานควบคู่ไปกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นการตอบสนองความต้องการของชุมชนอย่างแท้จริง เพื่อยกระดับคุณภาพชีวิตอันจะนำไปสู่การได้รับการสนับสนุนจากชุมชนและสังคมในทุกพื้นที่การดำเนินงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. โดยจะดำเนินการภายใต้ 4 แนวคิดดังต่อไปนี้

- **ด้านความต้องการพื้นฐาน** เป็นการดำเนินโครงการที่สอดคล้องหรือตรงกับความต้องการของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียที่เกี่ยวข้องกับปัจจัย 4 ในการดำเนินชีวิต
- **ด้านการศึกษา** เป็นการให้ความสนับสนุนทางการเงินแก่นักเรียน นักศึกษา เพื่อให้ได้เรียนในระดับสูงขึ้น หรือการสนับสนุนการศึกษาหรือการพัฒนาทักษะและศักยภาพของบุคลากร เพื่อป้อนสู่ธุรกิจและอุตสาหกรรม
- **ด้านสิ่งแวดล้อม** เป็นการดำเนินโครงการเพื่อการอนุรักษ์ ส่งเสริม ดูแลรักษา และปกป้องทรัพยากรธรรมชาติ เพื่อรักษาสมบัติให้แก่คนรุ่นต่อไป
- **ด้านวัฒนธรรม** เป็นการส่งเสริมอนุรักษ์มรดกด้านวัฒนธรรม เพื่อให้คงอยู่ สร้างความภาคภูมิใจให้แก่คนในชาติ เช่น โครงการรักษามรดกไทยมรดกโลกทางวัฒนธรรม

ทั้งนี้ การวางแผนและดำเนินกิจกรรม CSR จะดำเนินการผ่านกระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชน โดยเปิดโอกาสให้ผู้มีส่วนได้เสียเข้ามามีส่วนร่วมในการกำหนดกิจกรรมที่จะจัดขึ้น โดยโครงการฯ จะสอบถามความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้เสีย เพื่อนำมาประกอบการวางแผนกิจกรรมด้าน CSR เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการที่แท้จริงของชุมชน ภายใต้กรอบ 4 แนวคิดข้างต้น คือ ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม

2.12 การรับเรื่องร้องเรียน

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้จัดเตรียมช่องทางรับเรื่องร้องเรียน ซึ่งอาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล โดยได้มีการประชาสัมพันธ์ช่องทางการรับเรื่องร้องเรียนให้สมาชิกของสมาคมประมงที่เกี่ยวข้องและผู้มีส่วนได้เสียอื่นๆ ได้รับทราบ โดยมีช่องทางการติดต่อเพื่อแจ้งเรื่องร้องเรียนมีดังนี้

ช่องทางรับเรื่องร้องเรียนของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.

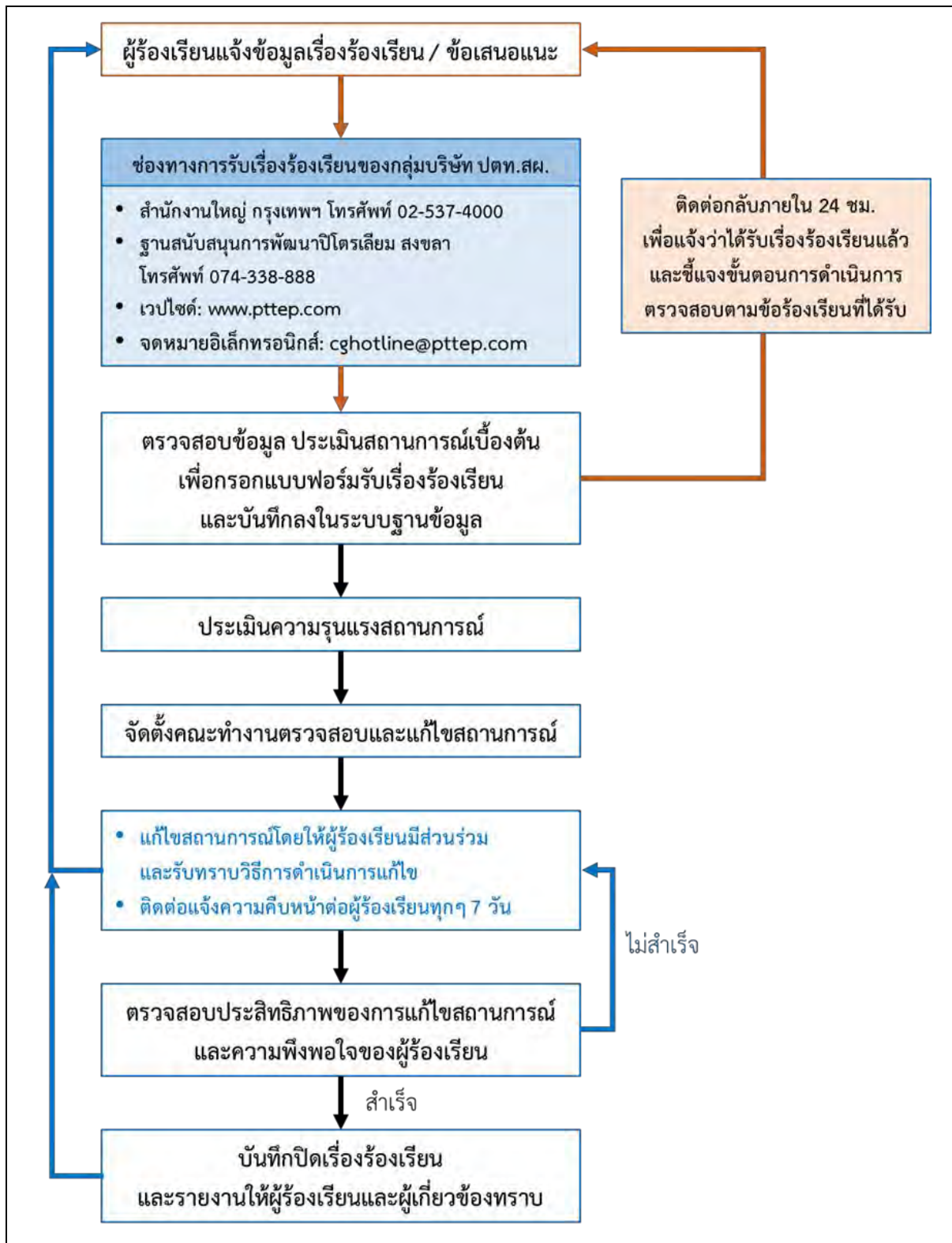
- สำนักงานใหญ่กรุงเทพฯ
ที่อยู่ 555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอ ชั้นที่ 19-36 ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900
หมายเลขโทรศัพท์ 02-537-4000
- ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา
ที่อยู่ เลขที่ 222 หมู่ที่ 1 บ้านหัวเขาแดง ตำบลหัวเขา อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา 90280
หมายเลขโทรศัพท์ 074-338-888
- ระบบการรับเรื่องร้องเรียน (Whistleblowing system) ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ.
ในเวปไซด์ www.pttep.com
- จดหมายอิเล็กทรอนิกส์: cghotline@pttep.com

นอกจากนี้ หากผู้ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ ไม่สะดวกในการแจ้งมายังช่องทางหลักข้างต้นแล้ว ยังสามารถแจ้งผ่านหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อประสานต่อมายังโครงการฯ ได้แก่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และสมาคมประมงในระดับอำเภอ/จังหวัด

หลังจากได้รับเรื่องร้องเรียนแล้ว แผนกองค์กรสัมพันธ์หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จะติดต่อกลับผู้ร้องเรียนภายใน 24 ชั่วโมง เพื่อแจ้งว่าได้รับเรื่องร้องเรียนแล้ว และชี้แจงขั้นตอนการดำเนินการตรวจสอบตามข้อร้องเรียนที่ได้รับ ทั้งนี้ จะดำเนินการแจ้งความคืบหน้าผลการแก้ไขตามข้อร้องเรียนที่ได้รับทุกๆ 7 วัน จนกว่าจะดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียนแล้วเสร็จ (กรณีตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นความเสียหายที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ จริง) และเมื่อแก้ไขตามข้อร้องเรียนแล้วเสร็จ จะมีการชี้แจง/แจ้งผลการดำเนินการแก้ไขแก่ผู้ร้องเรียนต่อไป โดยรายละเอียดแผนผังการรับเรื่องร้องเรียนของโครงการฯ ดังแสดงในรูปที่ 2.12-1

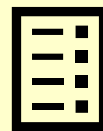
อย่างไรก็ตาม ตั้งแต่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และกำหนดให้ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา เป็นศูนย์กลางในการรับข้อร้องเรียนจากผู้ได้รับผลกระทบ ตั้งแต่ในปี พ.ศ. 2553 จนถึงปัจจุบัน ไม่พบว่ามีข้อร้องเรียนเกิดขึ้นเนื่องจากการดำเนินกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเล รวมทั้งไม่เคยเกิดอุบัติเหตุทั้งกับประชาชนบนฝั่ง ผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ และเรือต่างๆ ที่เดินทางผ่านบริเวณพื้นที่ดำเนินงานในทะเล

รูปที่ 2.12-1: ผังการตอบสนองการรับเรื่องร้องเรียน



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

บทที่ 3
สภาพสิ่งแวดล้อมปัจจุบัน



3 สภาพสิ่งแวดล้อมในปัจจุบัน

3.1 การรวบรวมข้อมูล

การนำเสนอข้อมูลสภาพสิ่งแวดล้อมในปัจจุบันของรายงานฉบับนี้ เป็นการรวบรวมข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 (รายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2) ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว มาปรับปรุงให้เป็นปัจจุบันมากขึ้น พร้อมทั้งทบทวนข้อมูลจากผลจากการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเลที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ครั้งล่าสุด ที่ระบุไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ทั้งนี้ เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการประเมินผลกระทบที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงของโครงการฯ และใช้เป็นข้อมูลสำหรับการกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อไป โดยครอบคลุมปัจจัยสิ่งแวดล้อม ดังนี้

- **ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ** ได้แก่ สภาพภูมิอากาศและอุตุนิยมวิทยา สมุทรศาสตร์ อัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติ คุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล
- **ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ** ได้แก่ แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน สัตว์หน้าดิน สัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ และระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม
- **คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์** ได้แก่ การประมง การคมนาคมขนส่ง ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล
- **คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต** ได้แก่ สภาพเศรษฐกิจ-สังคม การสาธารณสุข แหล่งประวัติศาสตร์และโบราณคดี ทั้งนี้ ไม่ครอบคลุมถึงการศึกษาข้อมูลด้านสุนทรียภาพและการท่องเที่ยว เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ ตั้งอยู่ห่างจากชายฝั่งและเกาะที่เป็นแหล่งท่องเที่ยวมากกว่า 100 กิโลเมตร ซึ่งไม่สามารถมองเห็นองค์ประกอบของโครงการฯ ได้แม้ว่าจะอยู่ในช่วงเวลาที่ทัศนวิสัยที่ดีที่สุด

3.2 ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ

3.2.1 สภาพภูมิอากาศและอุตุนิยมวิทยา

3.2.1.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลสภาพภูมิอากาศและอุตุนิยมวิทยาของโครงการฯ มีขอบเขตการศึกษาในระดับภาพรวมของประเทศไทยและอ่าวไทย และระดับพื้นที่ใกล้เคียงโครงการฯ โดยพิจารณาจากสถานีอุตุนิยมวิทยาที่อยู่ใกล้พื้นที่โครงการฯ มากที่สุด คือ สถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี

3.2.1.2 วิธีการศึกษา

ข้อมูลสภาพภูมิอากาศบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ ได้แก่

- ข้อมูลอุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ ทิศทางและความเร็วลม และปริมาณน้ำฝน ทบทวนจากข้อมูลสถิติภูมิอากาศในช่วงปี พ.ศ. 2535-2564 (คาบ 30 ปี) ที่สถานีอุตุนิยมวิทยาของกรมอุตุนิยมวิทยาที่ตั้งอยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด คือ สถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี โดยมีระยะห่างจากขอบของพื้นที่โครงการอาทิตย์ ประมาณ 195 กิโลเมตร ทั้งนี้ เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการอ้างอิงถึงสภาพภูมิอากาศในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ
- ข้อมูลสภาพภูมิอากาศโดยทั่วไป ได้แก่ ช่วงฤดูมรสุม และพายุหมุนเขตร้อน ทบทวนข้อมูลจากเว็บไซต์ของกรมอุตุนิยมวิทยา (<https://www.tmd.go.th/info/tmd-knowledges> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565) และข้อมูลอุตุนิยมวิทยาทางทะเล (กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ, 2551)
- ข้อมูลจาก “Weather observation report” พ.ศ. 2565 ประกอบด้วย ทิศทางและความเร็วของลม อุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ และความกดอากาศ และระดับน้ำทะเล ที่ตรวจวัดที่แท่นผลิตบงกชเหนือในแปลงสำรวจ G2/61 ซึ่งอยู่ห่างจากกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ประมาณ 38 กิโลเมตร โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการบินของเฮลิคอปเตอร์ (Offshore Helicopter Operations)

3.2.1.3 ผลการศึกษา

3.2.1.3.(1) สภาพภูมิอากาศโดยทั่วไป

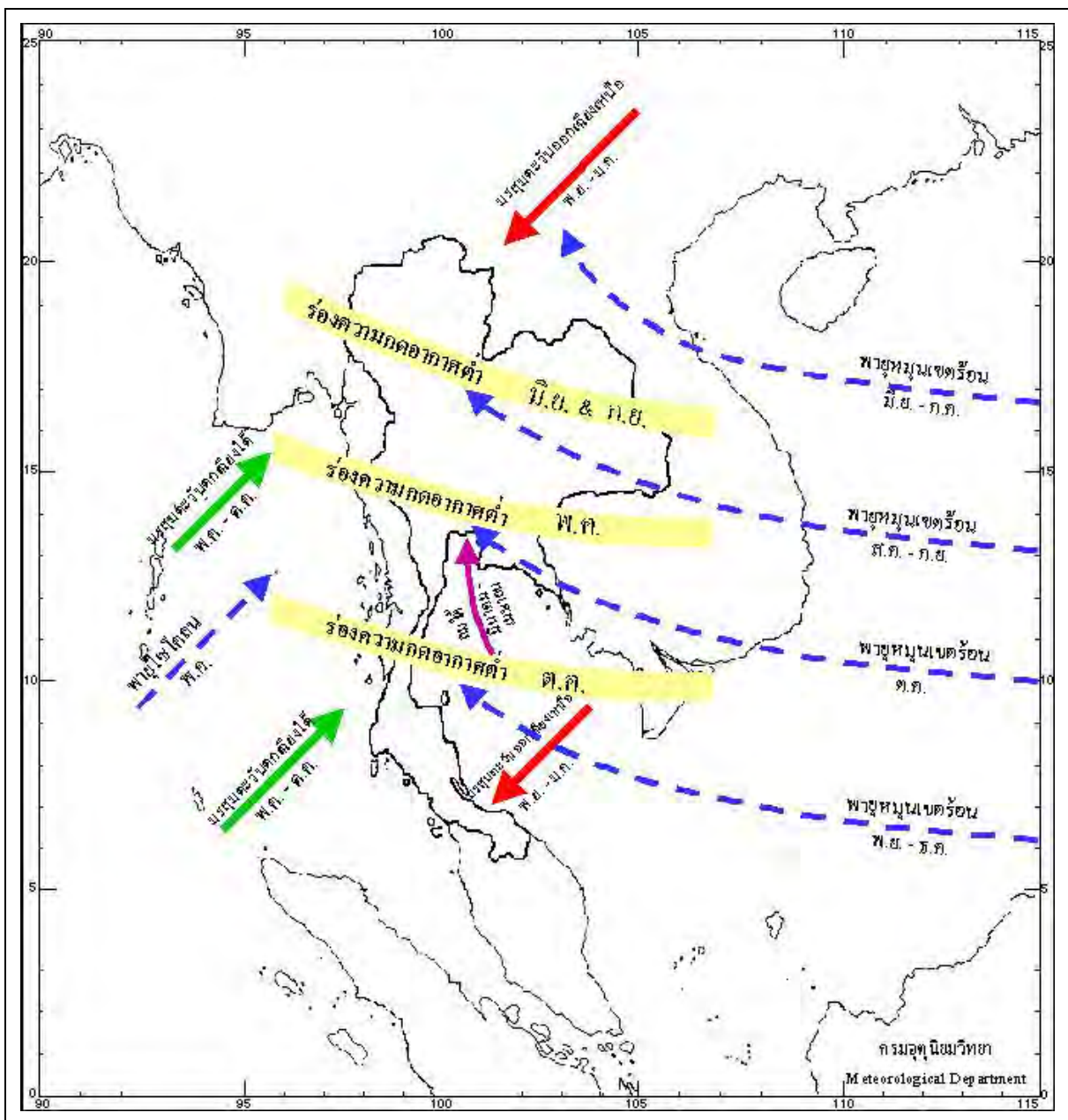
ประเทศไทยและอ่าวไทยอยู่ภายใต้อิทธิพลของลมมรสุม 2 ชนิด คือ ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ โดยมีทิศทางและช่วงเวลาแสดงในรูปที่ 3.2-1 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

- ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งพัดปกคลุมประเทศไทย ระหว่างกลางเดือนพฤษภาคม ถึงกลางเดือนตุลาคม โดยมีแหล่งกำเนิดจากบริเวณความกดอากาศสูง ในซีกโลกใต้บริเวณมหาสมุทรอินเดีย ซึ่งพัดออกจากศูนย์กลางเป็นลมตะวันออกเฉียงใต้ และเปลี่ยนเป็นลมตะวันตกเฉียงใต้เมื่อพัดข้ามเส้นศูนย์สูตร มรสุมนี้จะนำมวลอากาศชื้นจากมหาสมุทรอินเดียมาสู่ประเทศไทย ทำให้มีเมฆมากและฝนชุกทั่วไป โดยเฉพาะอย่างยิ่งตามบริเวณชายฝั่งทะเล และเทือกเขาด้านรับลมจะมีฝนมากกว่าบริเวณอื่น

- ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ ประมาณกลางเดือนตุลาคมหรือเดือนพฤศจิกายน จนถึงเดือนมีนาคม จะมีมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดปกคลุมประเทศไทย มรสุมนี้มีแหล่งกำเนิดจากบริเวณความกดอากาศสูงบนซีกโลกเหนือ แถบประเทศมองโกเลียและจีน จึงพัดพาเอามวลอากาศเย็นและแห้งจากแหล่งกำเนิดเข้ามาปกคลุมประเทศไทย ทำให้โดยทั่วไปมีท้องฟ้าโปร่ง อากาศหนาวเย็นและแห้งแล้ง โดยเฉพาะภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ส่วนภาคใต้จะมีฝนชุกโดยเฉพาะภาคใต้ฝั่งตะวันออก เนื่องจากมรสุมนี้นำความชื้นขึ้นจากอ่าวไทยเข้ามาปกคลุม

ทั้งนี้ การเริ่มต้นและสิ้นสุดของมรสุมทั้งสองชนิดอาจผันแปรไปจากปกติได้ในแต่ละปี โดยในช่วงกลางเดือนมีนาคมถึงกลางเดือนพฤษภาคม เป็นช่วงที่ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนืออ่อนกำลังลง แล้วจึงเปลี่ยนเข้าสู่ช่วงลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ตั้งแต่ปลายเดือนพฤษภาคมเป็นต้นไป (กรมอุตุนิยมวิทยา, 2565)

รูปที่ 3.2-1: ทิศทางและช่วงเวลาของลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ



ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา (2565)

3.2.1.3.(2) สภาพภูมิอากาศบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ

ผลจากการทบทวนข้อมูลสถิติภูมิอากาศในช่วงปี พ.ศ. 2535-2564 (คาบ 30 ปี) ของสถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับการอ้างอิงถึงสภาพภูมิอากาศในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 3.2-1 สรุปได้ดังนี้

- **อุณหภูมิ** อุณหภูมิเฉลี่ยรายเดือน (Mean temperature) มีค่าอยู่ในช่วง 26.2-28.1 องศาเซลเซียส โดยมีค่าต่ำสุดในเดือนธันวาคม และสูงสุดในเดือนพฤษภาคม และอุณหภูมิเฉลี่ยรายปีมีค่าเท่ากับ 27.4 องศาเซลเซียส
- **ความชื้นสัมพัทธ์** ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ยรายเดือน (Mean relative humidity (%)) มีค่าอยู่ระหว่างร้อยละ 78.0 –87.0 โดยมีค่าสูงสุดในเดือนพฤศจิกายน และต่ำสุดในเดือนเมษายน และมีค่าเฉลี่ยรายปีเท่ากับร้อยละ 81.0
- **ทิศทางและความเร็วลม** ความเร็วลมเฉลี่ยรายเดือน (Mean wind) มีค่าอยู่ในช่วง 1.1-1.9 นอต และความเร็วลมสูงสุดรายเดือน (Max wind) มีค่าอยู่ในช่วง 32.0-50.0 นอต โดยมีค่าเฉลี่ยสูงสุดในเดือนกุมภาพันธ์ สำหรับทิศทางลมในแต่ละเดือนจะผันแปรตามอิทธิพลของลมมรสุม โดยในช่วงเดือนพฤศจิกายน-มีนาคม เป็นลมที่พัดมาจากทิศตะวันออกและทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ส่วนเดือนพฤษภาคม-ตุลาคม เป็นลมที่พัดมาจากทิศตะวันตกและทิศตะวันตกเฉียงใต้
- **ปริมาณฝน** ปริมาณฝนรวมรายเดือน (Total rainfall) มีค่าอยู่ในช่วง 37.6-398.0 มิลลิเมตร โดยมีค่าต่ำสุดในเดือนกุมภาพันธ์ และสูงสุดในเดือนพฤศจิกายน สำหรับปริมาณฝนรวมรายปีมีค่าเท่ากับ 1,956.4 มิลลิเมตร และมีจำนวนวันฝนตกรายเดือนอยู่ในช่วง 3.6-20.5 วัน ซึ่งมีจำนวนวันฝนตกต่ำสุดในเดือนกุมภาพันธ์ และสูงสุดในเดือนพฤศจิกายน โดยมีวันฝนตกทั้งปีจำนวน 149.2 วัน

สำหรับผลจากการทบทวนข้อมูล “Weather observation report” ที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต บงกชเหนือ ซึ่งบันทึกไว้ในช่วงปี พ.ศ. 2565 ประกอบด้วย ทิศทางและความเร็วของลม อุณหภูมิ ความชื้นสัมพัทธ์ และความกดอากาศ และระดับน้ำทะเล แสดงในตารางที่ 3.2-2

ตารางที่ 3.2-1: ข้อมูลสถิติภูมิอากาศในคาบ 30 ปี (พ.ศ. 2535-2564) ของสถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี

พารามิเตอร์		จำนวนปี	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	รายปี
Temperature (Celsius)	Mean	30	26.3	26.7	27.6	28.4	28.5	28.1	27.9	27.7	27.4	27.1	26.6	26.2	27.4
	Mean Max.	30	31.1	32.3	33.5	34.3	34.1	33.6	33.3	33.2	32.8	32.0	30.7	30.1	32.6
	Mean Min	30	22.7	22.4	23.0	24.0	24.5	24.3	24.1	23.9	23.9	23.9	23.8	23.3	23.7
	Ext. Max.	30	35.0	35.9	37.0	38.9	38.0	36.6	36.4	36.6	36.0	35.6	34.7	34.5	38.9
	Ext. Min.	30	18.6	16.7	19.2	20.6	21.9	21.0	21.5	21.0	20.8	21.5	21.7	19.7	16.7
Relative Humidity (%)	Mean	30	82	79	79	78	79	80	79	79	81	84	87	86	81.0
	Mean Max.	30	95	95	95	94	94	93	93	93	94	95	96	96	94.3
	Mean Min.	30	62	57	57	57	58	59	59	59	61	65	72	70	61.3
Wind (Knots)	Wind Direction	29	E	E	E	N	SW	SW	SW	SW,W	SW	W	NE	E	-
	Mean	30	1.8	1.9	1.8	1.5	1.4	1.3	1.5	1.7	1.6	1.4	1.1	1.3	1.5
	Max	30	32.0	36.0	30.0	40.0	47.0	50.0	46.0	40.0	42.0	38.0	36.0	36.0	50.0
Rainfall (mm)	Total	30	97.3	37.6	58.4	86.7	132.0	116.6	127.8	146.8	142.5	222.5	398.0	390.2	1,956.4
	Num. of Days	30	9.0	3.6	6.7	7.6	12.4	12.5	12.1	13.2	14.9	18.5	20.5	18.2	149.2
	Daily Max.	30	199.4	146.5	100.6	80.3	84.9	87.6	96.3	89.3	77.6	111.9	274.3	224.0	274.3

หมายเหตุ: สถานีอุตุนิยมวิทยาจังหวัดปัตตานี (รหัสสถานี 48580) ละติจูด 6° 47' 0.0" เหนือ ลองจิจูด 101° 9' 0.0" ตะวันออก

Elevation of station above MSL 4.05 Meters
Height of barometer above MSL 6.01 Meters
Height of Thermometer above ground 1.20 Meters
Height of wind vane above ground 10.50 Meters
Height of rain gauge 0.75 Meters

ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา (2565)

ตารางที่ 3.2-2: ข้อมูลสภาพอากาศ และระดับน้ำทะเล จากการตรวจวัดที่แท่นผลิตบงกชเหนือ แปลงสำรวจ G2/61 ในปี พ.ศ. 2565

พารามิเตอร์	หน่วย	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
ทิศทางของลม (Wind Direction)	องศา	110-120 (E)	100 (E)	120-150 (SE)	230-270 (SW)	200-290 (SW)	170-270 (SW)	260-280 (W)	270-10 (N)	280-330 (NW)	310-360 (N)	100-160 (SE)	90 (E)
ความเร็วลม (Wind Speed)	นอต	16	24	10	10	10	6	17	11	20	20	18	18
อุณหภูมิ (Temperature)	องศาเซลเซียส	28	28	29	31	30	32	29	29	29	29	29	28
ความชื้นสัมพัทธ์ Relative Humidity	ร้อยละ	85	84	81	83	80	74	77	80	73	85	83	76
ความกดอากาศ ณ ระดับน้ำทะเล (Barometer)	มิลลิบาร์	1,013	1,010	1,008	1,008	1,011	1,009	1,007	1,011	1,011	1,009	1,011	1,009
ระดับน้ำทะเล (Sea Height)	เมตรเทียบกับ ระดับน้ำทะเลปานกลาง	2.0	2.8	1.0	0.6	0.5	0.6	2.3	0.8	2.3	1.9	1.8	2.7

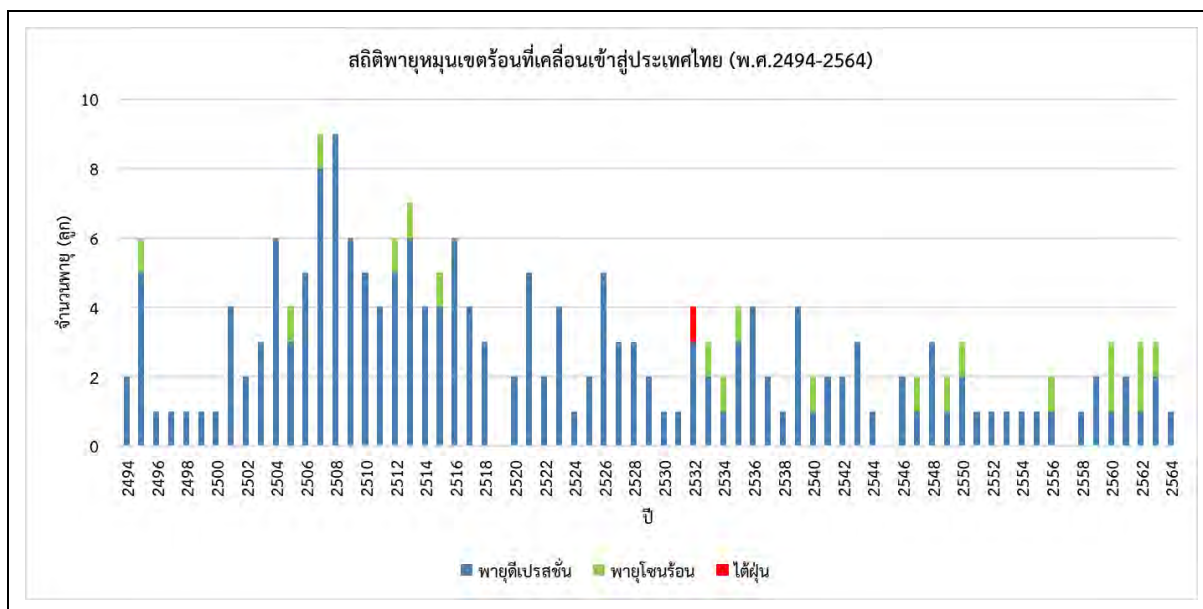
หมายเหตุ: ข้อมูลการตรวจวัดที่ระบุใน Weather observation report ของ ปตท.สผ. สำหรับการบินของเฮลิคอปเตอร์ ที่แท่นผลิตบงกชเหนือ วันที่ 15 ของทุกเดือนในปี พ.ศ. 2565 โดยแสดงเป็นค่าสูงสุดรายวัน

3.2.1.3.(3) พายุหมุนเขตร้อนในประเทศไทย

ก. สถิติพายุที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทย

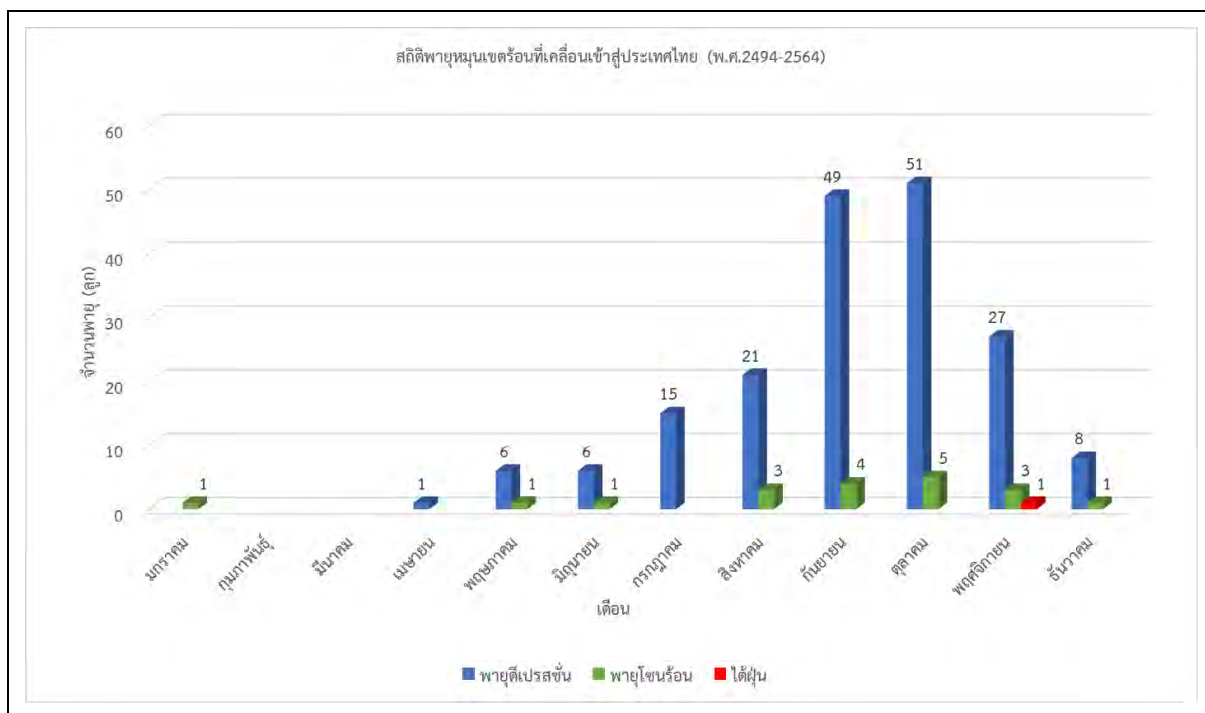
จากข้อมูลของศูนย์ภูมิอากาศ กองพัฒนาอุตุนิยมวิทยา กรมอุตุนิยมวิทยา (2565) พบว่า ในรอบ 71 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2494-2564) มีพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนตัวเข้าสู่ประเทศไทยเฉลี่ยปีละ 2.87 ลูกต่อปี ส่วนใหญ่เป็นพายุดีเปรสชัน ส่วนที่มีกำลังแรงขนาดพายุโซนร้อนหรือไต้ฝุ่นมีโอกาสเคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยน้อย (รูปที่ 3.2-2) มีสถิติพายุเขตร้อนเข้าสู่ประเทศไทยทั้งหมด 204 ลูก โดยมีเพียง 19 ครั้ง ที่มีกำลังแรงเป็นพายุโซนร้อน และมีเพียงครั้งเดียวที่พายุเคลื่อนเข้ามาขณะมีกำลังแรงเป็นพายุไต้ฝุ่น คือ ไต้ฝุ่นเกย์ ในปี พ.ศ. 2532 วัดความเร็วลมที่เคลื่อนขึ้นฝั่งได้ 120 กิโลเมตรต่อชั่วโมง และมีสถิติที่พายุหมุนเขตร้อนเคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยจำนวนมากที่สุดในช่วงเดือนกันยายนถึงพฤศจิกายน (รูปที่ 3.2-3) ในช่วงเดือนมกราคมถึงมีนาคม เป็นช่วงที่ประเทศไทยปลอดจากอิทธิพลของพายุ ซึ่งพายุจะเริ่มมีโอกาสเคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยมากขึ้นตั้งแต่เดือนพฤษภาคม แต่มีโอกาสน้อยมาก โดยเดือนตุลาคมเป็นช่วงที่มีสถิติพายุหมุนเขตร้อนเคลื่อนเข้ามามากที่สุดในรอบปี

รูปที่ 3.2-2: สถิติพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทย (พ.ศ.2494-2564) จำแนกเป็นรายปี



ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา (2565)

รูปที่ 3.2-3: สถิติพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทย (พ.ศ.2494-2564) จำแนกเป็นรายเดือน



ที่มา: กรมอุตุนิยมวิทยา (2565)

ข. เส้นทางเคลื่อนที่ของพายุหมุนเขตร้อนที่เข้าสู่ประเทศไทย

พายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยส่วนใหญ่เคลื่อนมาจากด้านตะวันออกของประเทศ ดังแสดงในรูปที่ 3.2-1 โดยมีแหล่งกำเนิดในมหาสมุทรแปซิฟิกหรือทะเลจีนใต้แล้วเคลื่อนตัวมาในแนวทิศตะวันตก ขั้วฝั่งประเทศเวียดนามก่อนเข้าสู่ประเทศไทย หรือเคลื่อนตัวเข้าสู่อ่าวไทยก่อนขึ้นฝั่งประเทศไทย โดยช่วงที่มี พายุหมุนเขตร้อนเคลื่อนที่จากมหาสมุทรแปซิฟิกหรือทะเลจีนใต้ คือ ในช่วงเดือนมิถุนายนถึงธันวาคมของทุกปี ซึ่งในแต่ละช่วงเดือนจะมีเส้นทางของพายุจากจุดกำเนิดมายังประเทศไทยและอ่าวไทยแตกต่างกัน ทั้งนี้ เมื่อพิจารณา ข้อมูลเส้นทางเคลื่อนตัวของพายุหมุนเขตร้อนในแต่ละเดือน จากข้อมูลสถิติในคาบ 71 ปี (พ.ศ. 2494-2564) พบว่า จะมีช่วงเวลาที่มีโอกาสที่พายุจะเคลื่อนผ่านอ่าวไทย และพื้นที่โครงการฯ ซึ่งอยู่ในพื้นที่อ่าวไทย ในช่วงเดือน ตุลาคม พฤศจิกายน และธันวาคม

3.2.2 สมุทรศาสตร์

3.2.2.1 ขอบเขตการศึกษา

ขอบเขตการศึกษาข้อมูลด้านสมุทรศาสตร์ของรายงานฉบับนี้ แบ่งออกเป็น 2 ระดับ ได้แก่

- การศึกษาข้อมูลสมุทรศาสตร์ในภาพรวมของอ่าวไทย ประกอบด้วย ระดับความลึกของน้ำทะเล การแบ่งชั้นของน้ำทะเล น้ำขึ้น-น้ำลง คลื่นและลม และกระแสน้ำ
- การศึกษาข้อมูลสมุทรศาสตร์ในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ได้แก่ ลักษณะของกระแสน้ำ

3.2.2.2 วิธีการศึกษา

ศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งข้อมูล ดังนี้

- ข้อมูลภาพรวมในอ่าวไทย ได้แก่ ความลึกของน้ำทะเล น้ำขึ้น-น้ำลง คลื่นและลม จากคลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ของกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://km.dmcg.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566), กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ (2538), รายงานการศึกษาของ Ludwig (1976), Johnston (1998), Robinson (1974) และมณฑล แก่นมณี (2553)
- ข้อมูลการแบ่งชั้นน้ำทะเล กระแสน้ำในอ่าวไทย ของคณะกรรมการจัดการความรู้เพื่อผลประโยชน์แห่งชาติทางทะเล (www.mkh.in.th สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566)
- ข้อมูลทิศทางความเร็วของกระแสน้ำในพื้นที่โครงการฯ จากผลของแบบจำลองการไหลเวียนของน้ำทะเล (HYDROMAP) ซึ่งใช้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์เพื่อการศึกษาการแพร่กระจายของเศษหินและโคลนจากการเจาะ (MUDMAP) เพื่อนำมาใช้เป็นข้อมูลลักษณะการเคลื่อนที่ของกระแสน้ำในบริเวณพื้นที่โครงการฯ โดยบริษัท RPS APASA (2015)

3.2.2.3 ผลการศึกษา

3.2.2.3.(1) ความลึกของน้ำทะเล

คลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง <https://km.dmcg.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566) อธิบายลักษณะของอ่าวไทยว่ามีท้องทะเลคล้ายแอ่งกระทะ โดยส่วนที่ลึกที่สุดของอ่าวไทยมีความลึกประมาณ 80 เมตร (กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ, 2538) ซึ่งมีลักษณะสำคัญสรุปได้ดังนี้

- บริเวณร่องน้ำลึกกลางอ่าว มีความลึกมากกว่า 50 เมตร และยาวเข้าไปจนถึงแนวระหว่างเกาะช้าง จังหวัดตราด กับอำเภอบางสะพานใหญ่ จังหวัดประจวบคีรีขันธ์
- ส่วนบริเวณก้นอ่าว หรืออ่าวไทยตอนบน หรืออ่าวไทยรูปตัว “ก” มีรูปร่างสี่เหลี่ยมขนาดประมาณ 100x100 ตารางกิโลเมตร มีความลึกสูงสุดประมาณ 40 เมตร ทางฝั่งขวาของอ่าว ส่วนฝั่งซ้ายจะตื้นกว่าความลึกเฉลี่ยในอ่าวไทยตอนบนประมาณ 15 เมตร
- อ่าวไทยถูกกั้นออกจากทะเลจีนใต้ด้วยสันเขาใต้น้ำ 2 แนว ทางฝั่งซ้ายและขวาของอ่าวไทย สันเขาใต้น้ำฝั่งซ้ายมีความลึกประมาณ 50 เมตร เป็นแนวยาวจากโกตา-บารู (ร่องน้ำโกลก) ไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือประมาณ 160 กิโลเมตร ส่วนฝั่งขวามีความลึกประมาณ 25 เมตร เป็นแนวยาวจากแหลมคาเมาไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ประมาณ 100 กิโลเมตร และในบริเวณร่องน้ำลึกมีชั้นแนวตั้งของเปลือกโลก (Sill) ที่มีความลึกประมาณ 67 เมตร กั้นอยู่ซึ่งจะเป็นเสมือนตัวควบคุมการไหลของน้ำระดับล่างในอ่าวไทย

ทั้งนี้ ผลการตรวจวัดระดับความลึกของน้ำทะเลในพื้นที่โครงการฯ ซึ่งดำเนินการโดย บริษัท เอส ที เอส กรีน จำกัด ในระหว่างการเก็บข้อมูลพื้นฐานด้านสิ่งแวดล้อมในทะเล วันที่ 16-22 มิถุนายน พ.ศ. 2558 พบว่า ระดับความลึกของน้ำทะเลที่วัดได้ในบริเวณพื้นที่ของโครงการฯ อยู่ในช่วง 68-78 เมตร

3.2.2.3.(2) การแบ่งชั้นของน้ำทะเล

อุณหภูมิและความเค็มของน้ำทะเลรวมทั้งความลึกของน้ำทะเลเป็นตัวกำหนดความหนาแน่นของน้ำ ซึ่งมีอิทธิพลต่อการหมุนเวียนของน้ำ ทั้งยังใช้ในการประเมินการผสมของน้ำในแนวตั้งที่เกิดจากแรงลมและการแบ่งชั้นของน้ำเนื่องจากความหนาแน่นที่แตกต่างกัน การแพร่กระจายของอุณหภูมิ ความเค็ม ความหนาแน่น รวมถึงออกซิเจนละลายในน้ำในอ่าวไทยมีความแตกต่างกันตามฤดูกาล โดยในบริเวณอ่าวไทยตอนกลางและตอนล่าง อุณหภูมิในฤดูร้อนมีค่าสูงกว่า 30 องศาเซลเซียส การแยกชั้นของมวลน้ำที่พบจะเปลี่ยนแปลงตามความเร็วของลม โดยปกติจะพบชั้น Thermocline ที่ความลึกประมาณ 25-50 เมตร (Robinson, 1974) โดยปกติมวลน้ำในบริเวณอ่าวไทยตอนใน และมวลน้ำชั้นบนในบริเวณชายฝั่งอ่าวไทยตอนกลางและตอนล่าง จะมีความเค็มต่ำ คือ ต่ำกว่า 33 PSU เพราะอิทธิพลจากน้ำท่า ยกเว้น บริเวณที่มีน้ำผุด (Upwelling) ซึ่งเกิดขึ้นในช่วงมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ที่พัดมวลน้ำชั้นบนไหลออกจากอ่าวไทย ทำให้มวลน้ำชั้นล่างผุดขึ้นมาบริเวณด้านในสุดของอ่าวไทยตอนกลางและตอนล่างทำให้ความเค็มของน้ำชั้นบนบริเวณนี้มีค่าสูงกว่า 33 PSU (คณะอนุกรรมการจัดการความรู้เพื่อผลประโยชน์แห่งชาติทางทะเล, www.mkh.in.th สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566)

3.2.2.3.(3) คลื่นและลม

โดยทั่วไปสภาพทะเลในอ่าวไทยจะค่อนข้างสงบหรือมีคลื่นเล็กน้อยตลอดปี (Ludwig, 1976) และโดยปกติคลื่นในอ่าวไทยจะมีขนาดเล็กความสูงประมาณ 1-2 เมตร ยกเว้นในช่วงมีพายุอาจจะสูงถึง 5 เมตร (Johnston, 1998) ทั้งนี้ ลักษณะของคลื่นในอ่าวไทยจะสัมพันธ์กับอิทธิพลของลมมรสุม ซึ่งสรุปข้อมูลจากศูนย์ข้อมูลกลางด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<http://marinegiscenter.dmcg.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565) ได้ดังนี้

- ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ (กลางเดือนตุลาคม-กุมภาพันธ์) จะทำให้เกิดคลื่นขนาดใหญ่กว่าปกติในบริเวณอ่าวไทยด้านตะวันตก
- ช่วงเปลี่ยนฤดูมรสุม (มีนาคม-เมษายน) คลื่นลมในอ่าวไทยจะค่อนข้างสงบ
- ลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ (เดือนพฤษภาคม-ต้นเดือนตุลาคม) จะทำให้เกิดคลื่นขนาดใหญ่กว่าปกติในบริเวณอ่าวไทยด้านตะวันออก ทั้งนี้ สำหรับอ่าวไทยตอนบนลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ที่พัดผ่านจะมีกำลังอ่อนและเกิดช่วงสั้นๆ จึงทำให้คลื่นในบริเวณนี้มีขนาดไม่ใหญ่มากนัก

3.2.2.3.(4) กระแสน้ำ

ก. ลักษณะการเคลื่อนที่ของกระแสน้ำในอ่าวไทย

มวลน้ำที่เคลื่อนตัวไปมาภายในอ่าวไทยนั้นจะมาจากมวลของน้ำในทะเลจีนใต้ และมหาสมุทรแปซิฟิก ที่ไหลขึ้น-ลง หรือหมุนเวียนไปตามอิทธิพลของมรสุมในฤดูต่างๆ การเปลี่ยนแปลงทิศทางของกระแสน้ำผิวหน้า ที่ไหลขนานกับขอบฝั่งทะเลนั้น มักจะเกิดจากการกระทำของลมที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ (กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ, 2538)

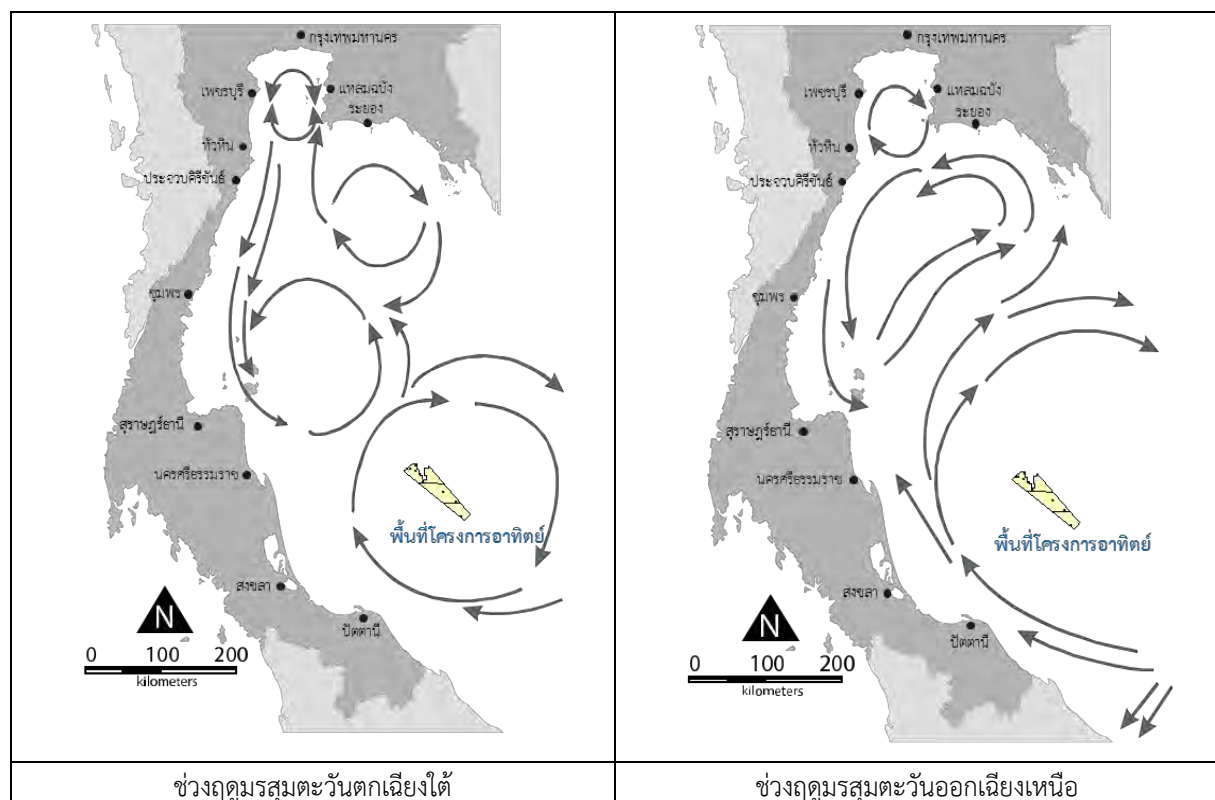
ลมมรสุมที่มีอิทธิพลต่อกระแสน้ำในอ่าวไทยจนทำให้กระแสน้ำเปลี่ยนทิศทางการไหลของกระแสน้ำผิวหน้าได้นั้นเป็นมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ที่มีความรุนแรงไม่สม่ำเสมอ แต่ส่วนใหญ่มรสุมตะวันออกเฉียงเหนือมีกำลังแรงกว่า มีระยะเวลาที่พัฒนานานกว่า และมีการเปลี่ยนแปลงทิศทางในการพัดน้อยกว่ามรสุมตะวันตกเฉียงใต้ ดังนั้นกระแสน้ำผิวหน้าภายในอ่าวไทยจึงได้รับอิทธิพลจากมรสุมทั้งสองนี้ไม่เท่ากัน และทำให้มวลน้ำไหลเข้าหรือไหลออกจากอ่าวไทยด้วยความเร็วไม่สม่ำเสมอ

มรสุมตะวันออกเฉียงเหนือจะเริ่มพัดตั้งแต่เดือนตุลาคมของทุกปี และไปสิ้นสุดในเดือนกุมภาพันธ์ กระแสน้ำที่ไหลวนเวียนอันเกิดจากอิทธิพลของมรสุมนี้ จะมีความเร็วสูงสุดในเดือนธันวาคมหรือมกราคม ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับตำแหน่งพิกัดหรือลักษณะของภูมิประเทศ ทิศทางการไหลนี้จะไหลวนเข้มนาฬิกา และจะไม่เปลี่ยนแปลงจนกว่ามวลของน้ำจากทะเลจีนตอนใต้เริ่มเปลี่ยนทิศทาง ส่วนในเดือนมีนาคมและเมษายนเป็นเดือนที่มรสุมกำลังเปลี่ยนทิศ และด้วยการเคลื่อนตัวของมวลน้ำจำนวนมากเหล่านี้เอง จึงทำให้เกิดแรงเฉื่อยทำให้น้ำทะเลหมุนเวียนภายในอ่าวไทย ทิศทางของกระแสน้ำในช่วงฤดูมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 3.2-4

มรสุมตะวันตกเฉียงใต้จะเริ่มตั้งแต่เดือนพฤษภาคมจนถึงเดือนสิงหาคมของทุกปี และทำให้มวลของน้ำภายในอ่าวไทยส่วนใหญ่หมุนตามเข้มนาฬิกาและไหลสมทบรวมกับมวลของน้ำจากทะเลจีนใต้ และเดือนกันยายนเป็นเดือนที่มรสุมกำลังเปลี่ยนทิศ

กระแสน้ำผิวหน้าที่ไหลขนานกับขอบฝั่งทะเล อันเกิดจากอิทธิพลของมรสุมทั้งสองนั้นจะมีความเร็วต่างกัน ในฤดูมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ กระแสน้ำจะไหลวนเข้มนาฬิกาและขอบฝั่ง ตั้งแต่แหลมญวน ผ่านจังหวัดตราด จันทบุรี ระยอง ชลบุรี และตัดข้ามอ่าวไทยด้วยความเร็วมากกว่า 3 นอต โดยมีความเร็วสูงสุดในระหว่างเดือนธันวาคมและมกราคม ส่วนในฤดูมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ กระแสน้ำไหลย้อนทาง คือ ไหลข้ามอ่าวจากจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ไปอำเภอสตูลที่บึง จังหวัดชลบุรี และไหลตามเข้มนาฬิกาผ่านจังหวัดดังกล่าวด้วยความเร็ว 1.5 นอต ออกจากแหลมญวนเข้าสมทบกับกระแสน้ำจากทะเลจีนใต้ กระแสน้ำผิวหน้าในฤดูมรสุมตะวันตกเฉียงใต้นี้ จะมีความเร็วสูงสุดในระหว่างเดือนมิถุนายนและสิงหาคม และมวลของน้ำบริเวณชายฝั่งจะไหลเวียนเป็นวงกลมด้วยความเร็วเฉลี่ยประมาณ 1.5 นอต ซึ่งทำให้ตรงกลางอ่าว มีความเร็วของกระแสน้ำอ่อนมาก และมีทิศทางไม่ค่อยแน่นอน ส่วนในบริเวณจุดที่ไม่มีน้ำขึ้นลง กระแสน้ำจะไม่มีความเร็วเหลืออยู่เลย ทิศทางของกระแสน้ำในช่วงฤดูมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ แสดงดังรูปที่ 3.2-4

รูปที่ 3.2-4: ทิศทางการไหลเวียนของกระแสน้ำในอ่าวไทย

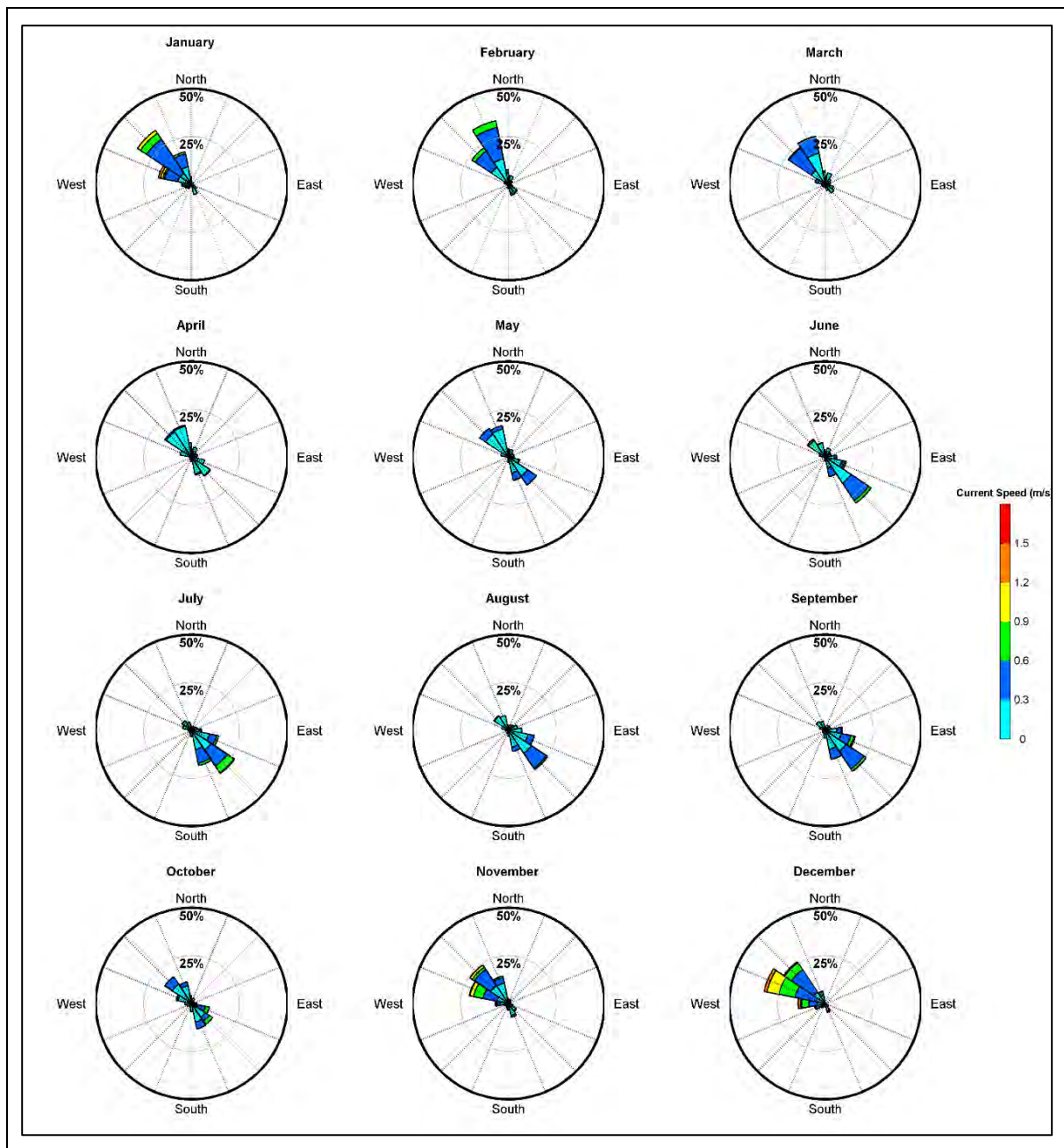


ที่มา: ดัดแปลงจาก Johnston (1998) อ้างถึงในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

ข. ลักษณะของกระแสน้ำในบริเวณพื้นที่โครงการฯ

ผลจากการจำลองข้อมูลอุทกพลศาสตร์ของน้ำทะเล ณ ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เพื่อเป็นตัวแทนของพื้นที่โครงการฯ ด้วยแบบจำลอง HYDROMAP พบว่า ทิศทางการไหลของกระแสน้ำบริเวณพื้นที่โครงการฯ ในช่วงฤดูมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ (เดือนมิถุนายนถึงกันยายน) มีทิศทางการกระแสน้ำหลักไหลจากทิศตะวันตกเฉียงเหนือไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ และฤดูมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ (เดือนพฤศจิกายนถึงมีนาคม) มีทิศทางการไหลของกระแสน้ำหลักไหลจากทิศตะวันออกเฉียงใต้ไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ แสดงดังรูปที่ 3.2-5

รูปที่ 3.2-5: ตัวอย่างรูปแบบการไหลเวียนของกระแสน้ำบริเวณพื้นที่โครงการฯ



ที่มา: บริษัท RPS APASA (2015)

3.2.3 อัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติ

3.2.3.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลอัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติในรายงานฉบับนี้ เป็นการศึกษาข้อมูลโดยรวมในบริเวณอ่าวไทย เพื่อนำมาใช้ประเมินและอธิบายอัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย

3.2.3.2 วิธีการศึกษา

ศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับอัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติจากงานวิจัยของ Srisuksawad et al. (1997)

3.2.3.3 ผลการศึกษา

การตกตะกอนตามธรรมชาติของอ่าวไทย มาจากแม่น้ำหลายสายที่ไหลลงสู่อ่าวไทย จึงมีอัตราการตกตะกอนค่อนข้างสูง คือ ประมาณ 0.56-1.96 มิลลิเมตรต่อปี เมื่อเทียบกับอัตราการตกตะกอนในพื้นที่อื่นๆ ทั่วโลกซึ่งอยู่ที่ประมาณ 0.037-0.150 มิลลิเมตรต่อปี ทั้งนี้ อัตราการตกตะกอนตามธรรมชาติของอ่าวไทย มีค่าแตกต่างกันไปตามระยะทางจากปากแม่น้ำ ซึ่งเป็นแหล่งกำเนิดหลักของตะกอน โดยอัตราการตกตะกอนในบริเวณอ่าวไทยตอนบน มีค่าอยู่ในช่วง 0.21-0.78 เซนติเมตรต่อปี และมีค่าเฉลี่ย 0.39 เซนติเมตรต่อปี บริเวณตอนกลางของอ่าวไทยมีค่าอยู่ในช่วง 0.15-0.43 เซนติเมตรต่อปี และมีค่าเฉลี่ย 0.26 เซนติเมตรต่อปี และบริเวณตอนล่างของอ่าวไทยมีค่าอยู่ในช่วง 0.53-0.84 เซนติเมตรต่อปี และมีค่าเฉลี่ย 0.67 เซนติเมตรต่อปี (Srisuksawad et. al., 1997)

3.2.4 คุณภาพน้ำทะเล

3.2.4.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้องในพื้นที่โครงการฯ เพื่อศึกษาข้อมูลทั้งคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ และคุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้ว และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.2.4.2 วิธีการศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเล

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาคุณภาพน้ำทะเลในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี (รูปที่ 3.2-6)
- ผลการศึกษาคุณภาพน้ำทะเลตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ แล้ว ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 100, 500 และ 1,000 เมตร รวมจำนวน 40 สถานี และ สถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี (รูปที่ 3.2-6)

โดยพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

คำอธิบายสัญลักษณ์

- พื้นที่โครงการอาทิตย์
- โครงสร้างที่ติดตั้งแล้วในปัจจุบัน
 - กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์
 - แท่นหลุมผลิต 43 แท่น
 - ท่อขนส่งใต้ทะเล 46 แนว
- โครงสร้างที่จะติดตั้งเพิ่มเติมในระยะต่อไป
 - แท่นหลุมผลิต 16 แท่น
 - ท่อขนส่งใต้ทะเล 16 แนว
- สถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล
 - สถานีอ้างอิง
 - สถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล ปี พ.ศ. 2558
 - สถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปี พ.ศ. 2565 (ดูภาพขยาย)

เรือ FSO3 (ที่จะติดตั้งในอนาคต)
เรือ FSO2 (ลำที่ใช้ในปัจจุบัน)
ในพื้นที่โครงการ G2/G1 (บังขยะเหนือ)

สถานีอ้างอิง
(พ.ศ. 2558 และ พ.ศ. 2565)

ทิศทางการแพร่กระจาย

0 10 20 30 กม.

000000 950000

8°30'N 102°0'E 102°30'E 103°0'E

ภาพขยาย

สถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปี พ.ศ. 2565

คำอธิบายสัญลักษณ์

- ตำแหน่งแท่นผลิตอาทิตย์ (APP)
แท่นหลุมผลิต AWP-1N, AWP-8, AWP-29
- สถานีเก็บตัวอย่างน้ำทะเล ดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสัตว์หน้าดิน
- สถานีเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ และลูกปลาวัยอ่อน

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3.2.4.3 ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

ผลการตรวจวัด/วิเคราะห์คุณภาพน้ำทะเลในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี พบว่า ทุกสถานีมีค่าดัชนีคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี และปริมาณโลหะ เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล) ดังแสดงในตารางที่ 3.2-3 สรุปได้ดังนี้

- ออกซิเจนละลาย ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 5.18-6.57 มิลลิกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง มีค่าในช่วง 5.31-6.32 มิลลิกรัมต่อลิตร ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่า ไม่น้อยกว่า 4.0 มิลลิกรัมต่อลิตร)
- บีโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ มีค่าในช่วง 0.21-0.28 ไมโครกรัมต่อลิตร และสถานีอ้างอิง มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 0.5 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- สารหนู ทั้งที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง มีค่าน้อยกว่า 4.0 ไมโครกรัมต่อลิตร (ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ) ซึ่งอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 10 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- แบเรียม ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 5.686-11.010 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิงมีค่าในช่วง 6.653-7.419 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์การพิจารณาคุณภาพน้ำและสิ่งมีชีวิตสำหรับการบริโภคของมนุษย์ ที่ระบุไว้ใน National Recommend Water Quality Criteria for Priority Pollutants (USEPA, 2009) พบว่า ทั้งหมดยังมีค่าต่ำกว่าค่าสูงสุดที่เกณฑ์ดังกล่าวกำหนดไว้ที่ไม่เกิน 1,000 ไมโครกรัมต่อลิตร อย่างไรก็ตาม มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลไม่มีเกณฑ์กำหนดสำหรับปริมาณแบเรียม
- แคลเซียม ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 0.002-0.013 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิงมีค่าในช่วง 0.009-0.017 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 5.0 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- โครเมียมรวม ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 0.266-1.233 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิงมีค่าในช่วง 0.350-0.510 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 100.0 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- ทองแดง ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง ตั้งแต่ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (ต่ำกว่า 0.025 ไมโครกรัมต่อลิตร) ถึง 0.632 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง พบว่ามีค่าในช่วงต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้ ถึง 0.351 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 8.0 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- เหล็ก สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง ตั้งแต่ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (ต่ำกว่า 2.000 ไมโครกรัมต่อลิตร) ถึง 158.864 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง พบว่ามีค่าในช่วงต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้ ถึง 21.061 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 300 ไมโครกรัมต่อลิตร)

- แมงกานีส สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตยมีค่าในช่วง ตั้งแต่ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (ต่ำกว่า 0.025 ไมโครกรัมต่อลิตร) ถึง 5.253 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง พบว่ามีค่าในช่วงต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้ ถึง 0.073 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 100.0 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- นิกเกิล ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตยมีค่าในช่วง 0.116-0.283 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง มีค่าในช่วง 0.172-0.21 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์การพิจารณาคุณภาพน้ำเค็มสำหรับสิ่งมีชีวิตที่อาศัยอยู่ในน้ำเค็มที่ระบุไว้ใน National Recommended Water Quality Criteria for Priority Pollutants (USEPA, 2009) พบว่า ยังมีค่าต่ำกว่าค่าสูงสุดที่เกณฑ์ดังกล่าวกำหนดไว้ที่ไม่เกิน 8.2 ไมโครกรัมต่อลิตร อย่างไรก็ตาม มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ไม่มีเกณฑ์กำหนดสำหรับปริมาณนิกเกิล
- ตะกั่ว สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตยมีค่าในช่วง ตั้งแต่ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (ต่ำกว่า 0.025 ไมโครกรัมต่อลิตร) ถึง 0.124 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง พบว่ามีค่าในช่วงต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้ ถึง 0.142 ไมโครกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 8.5 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- สังกะสี สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตยมีค่าในช่วง ตั้งแต่ต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ (ต่ำกว่า 0.025 ไมโครกรัมต่อลิตร) ถึง 2.272 ไมโครกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิง พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้ ซึ่งทั้งหมดมีค่าอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 50 ไมโครกรัมต่อลิตร)
- โปรทรวม ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตยมีค่าในช่วง 6.07-16.14 นาโนกรัมต่อลิตร และที่สถานีอ้างอิงมีค่าในช่วง 7.10-8.78 นาโนกรัมต่อลิตร ซึ่งทั้งหมดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (กำหนดค่าไม่เกิน 0.1 ไมโครกรัมต่อลิตร หรือ 100 นาโนกรัมต่อลิตร)

ตารางที่ 3.2-3: ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลในปี พ.ศ. 2558		มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล (1)
		สถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ 15 สถานี	สถานีอ้างอิง	
ความลึกของน้ำทะเล	เมตร	68-78	73	-
คุณสมบัติทางกายภาพ และทางเคมี				
อุณหภูมิ	องศาเซลเซียส	26.42-30.8	26.42-30.8	ดูหมายเหตุ ⁽²⁾
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	-	8.06-8.34	8.23-8.29	7.0-8.5
ความโปร่งใส	เมตร	12-17	16	ดูหมายเหตุ ⁽³⁾
ความเค็ม	PSU	32.21-33.92	32.21-33.72	ดูหมายเหตุ ⁽⁴⁾
สารแขวนลอยทั้งหมด	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	ดูหมายเหตุ ⁽⁵⁾
ออกซิเจนละลาย	มิลลิกรัม/ลิตร	5.18-6.57	5.31-6.32	≥ 4
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน	ไมโครกรัม/ลิตร	0.21-0.28	ND	≤ 0.5
ปริมาณโลหะ				
สารหนู	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	≤ 10
แบเรียม	ไมโครกรัม/ลิตร	5.686-11.010	6.653-7.419	N/A
แคดเมียม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.002-0.013	0.009-0.017	≤ 5
โครเมียมรวม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.266-1.233	0.35-0.510	≤ 100
ทองแดง	ไมโครกรัม/ลิตร	ND -0.632	ND -0.351	≤ 8
เหล็ก	ไมโครกรัม/ลิตร	ND -158.864	ND -21.061	≤ 300
แมงกานีส	ไมโครกรัม/ลิตร	ND -5.253	ND -0.073	≤ 100
นิกเกิล	ไมโครกรัม/ลิตร	0.116-0.283	0.172-0.210	N/A
ตะกั่ว	ไมโครกรัม/ลิตร	ND -0.124	ND -0.142	≤ 8.5
สังกะสี	ไมโครกรัม/ลิตร	ND -2.272	ND	≤ 50
ปรอทรวม	นาโนกรัม/ลิตร	6.07-16.14	7.1-8.78	≤ 100

หมายเหตุ: (1) มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (คุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1) ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

(2) อุณหภูมิ กำหนดให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกิน 1 องศาเซลเซียส จากสภาพธรรมชาติ

(3) ความโปร่งใส กำหนดให้มีค่าลดลงจากสภาพธรรมชาติไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความโปร่งใสต่ำสุด

(4) ความเค็ม กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความเค็มต่ำสุด

(5) สารแขวนลอย กำหนดให้มามีค่าเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกินผลรวมของค่าเฉลี่ย 1 วัน หรือ 1 เดือน หรือ 1 ปี บวกกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของค่าเฉลี่ยนั้นๆ โดยค่าเฉลี่ย 1 วัน ให้วัดทุกชั่วโมง หรืออย่างน้อย 5 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ค่าเฉลี่ย 1 เดือน ให้วัดทุกวันหรือ อย่างน้อย 4 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ใน 1 เดือน ณ เวลาเดียวกัน และค่าเฉลี่ย 1 ปี ให้วัดทุกเดือน ณ วันที่และเวลาเดียวกัน

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

ND หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ

ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.2.4.4 ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

ผลจากการทบทวนข้อมูลผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมรอบตำแหน่งแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตที่อยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียมแล้ว จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP8 และ AWP29 ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ซึ่งดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลครั้งล่าสุดในปี พ.ศ. 2565 โดยพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลในอดีต และเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล) สามารถสรุปผลได้ดังนี้

- ผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเลบริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) ในปี พ.ศ. 2565 จำนวนรวม 10 สถานี พบว่า ทุกสถานีมีค่าดัชนีคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี และปริมาณโลหะ เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 และมีค่าใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิงที่เก็บตัวอย่างในช่วงเวลาเดียวกัน โดยเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบที่ผ่านมา ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2562 รวม 4 ครั้ง พบว่า มีค่าใกล้เคียงกัน และทุกครั้งที่ตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-4
- ผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเลบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1N ในปี พ.ศ. 2565 จำนวนรวม 10 สถานี พบว่า ทุกสถานีมีค่าดัชนีคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี และปริมาณโลหะ เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 และมีค่าใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิงที่เก็บตัวอย่างในช่วงเวลาเดียวกัน โดยเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบที่ผ่านมา ในช่วงปี พ.ศ. 2553-2562 รวม 4 ครั้ง พบว่า มีค่าใกล้เคียงกัน และทุกครั้งที่ตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-5
- ผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเลบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP8 ในปี พ.ศ. 2565 จำนวนรวม 10 สถานี พบว่า ทุกสถานีมีค่าดัชนีคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี และปริมาณโลหะ เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 และมีค่าใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิงที่เก็บตัวอย่างในช่วงเวลาเดียวกัน โดยเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบที่ผ่านมา ในช่วงปี พ.ศ. 2559-2562 รวม 2 ครั้ง พบว่า มีค่าใกล้เคียงกัน และทุกครั้งที่ตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-6
- ผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทะเลบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP29 ในปี พ.ศ. 2565 จำนวนรวม 10 สถานี พบว่า ทุกสถานีมีค่าดัชนีคุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี และปริมาณโลหะ เป็นไปตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 และมีค่าใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิงที่เก็บตัวอย่างในช่วงเวลาเดียวกัน โดยเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบที่ผ่านมา ในปี พ.ศ. 2562 พบว่า มีค่าใกล้เคียงกัน และทุกครั้งที่ตรวจวัดอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-7

ตารางที่ 3.2-4: ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล					มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ⁽¹⁾
		พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565	
ความลึกของน้ำทะเล	เมตร	77-77.5	75	76-80	69-78	75.6-77.6	N/A
อุณหภูมิ	องศาเซลเซียส	28.3-32.2	26.2-29.0	28.05-32.73	28.60-30.86	27.62-30.20	ดูหมายเหตุ ⁽²⁾
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	-	7.99-8.15	8.00-8.13	8.22-8.37	7.90-8.25	7.95-8.01	7.0-8.5
ความโปร่งใส	เมตร	21	16-18	23-27	15-20	17-22	ดูหมายเหตุ ⁽³⁾
ความเค็ม	PSU	33.1-34.7	33.00-34.40	32.38-34.01	32.97-34.42	32.48-33.66	ดูหมายเหตุ ⁽⁴⁾
สารแขวนลอยทั้งหมด	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND-2.7	ND	ND	ND	ดูหมายเหตุ ⁽⁵⁾
ออกซิเจนละลาย	มิลลิกรัม/ลิตร	5.79-7.51	4.82-6.65	5.34-6.69	5.27-6.43	6.47-7.08	≥ 4
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	ไม่ได้ตรวจวิเคราะห์	ND	ND	ND	ND	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	ND	ND	≤ 0.5
ปริมาณโลหะ							
สารหนู	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-4.1	ND	ND	ND	ND	≤ 10
แบเรียม	ไมโครกรัม/ลิตร	5.931-8.872	5.351-13.086	6.025-7.857	6.104-7.950	4.771-7.028	N/A
แคดเมียม	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.022	ND-0.006	ND-0.010	ND-0.007	ND-0.005	≤ 5
โครเมียมรวม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.071-0.296	0.145-0.534	0.373-1.006	ND-0.192	ND-0.201	≤ 100
ทองแดง	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.384	ND	ND-0.570	ND	ND-0.331	≤ 8
เหล็ก	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-40.65	ND-36.448	ND-10.860	ND-19.52	ND-13.710	≤ 300
แมงกานีส	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-2.471	ND-6.724	ND-0.271	ND-0.329	0.830-5.399	≤ 100
นิกเกิล	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.280	0.125-0.319	ND-0.296	ND-0.368	ND-0.221	N/A
ตะกั่ว	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-3.586	ND-0.241	ND-0.121	ND-0.071	ND	≤ 8.5
สังกะสี	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-3.023	ND	ND	ND-0.323	ND	≤ 50
ปรอทรวม	นาโนกรัม/ลิตร	2.67-6.24	4.17-10.32	6.69-15.41	6.40-12.11	8.07-15.09	≤ 100

หมายเหตุ: (1) มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (คุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1) ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564
(2) อุณหภูมิ กำหนดให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกิน 1 องศาเซลเซียส จากสภาพธรรมชาติ
(3) ความโปร่งใส กำหนดให้มีค่าลดลงจากสภาพธรรมชาติไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความโปร่งใสต่ำสุด
(4) ความเค็ม กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความเค็มต่ำสุด
(5) สารแขวนลอย กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกินผลรวมของค่าเฉลี่ย 1 วัน หรือ 1 เดือน หรือ 1 ปี บวกกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ ค่าเฉลี่ยนั้นๆ โดยค่าเฉลี่ย 1 วัน ให้วัดทุกชั่วโมง หรืออย่างน้อย 5 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ค่าเฉลี่ย 1 เดือน ให้วัดทุกวันหรือ อย่างน้อย 4 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ใน 1 เดือน ณ เวลาเดียวกัน และค่าเฉลี่ย 1 ปี ให้วัดทุกเดือน ณ วันที่และเวลาเดียวกัน
N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564
ND หมายถึงมีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-5: ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1N ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล					มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ⁽¹⁾
		พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565	
ความลึกของน้ำทะเล	เมตร	75-80	74-75	78-80	75.1-77.8	75-77	N/A
อุณหภูมิ	องศาเซลเซียส	28.0-31.5	26.35-28.97	28.16-32.17	28.80-31.15	27.73-30.02	ดูหมายเหตุ ⁽²⁾
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	-	7.88-8.08	8.07-8.14	8.27-8.38	8.07-8.32	7.91-8.01	7.0-8.5
ความโปร่งใส	เมตร	24-25	18-21	22-28	17-25	16-23	ดูหมายเหตุ ⁽³⁾
ความเค็ม	PSU	31.2-32.9	28.50-29.78	32.38-34.01	32.66-34.35	32.1-33.66	ดูหมายเหตุ ⁽⁴⁾
สารแขวนลอยทั้งหมด	มิลลิกรัม/ลิตร	ND-3.8	ND	ND	ND-3.1	ND	ดูหมายเหตุ ⁽⁵⁾
ออกซิเจนละลาย	มิลลิกรัม/ลิตร	5.17-6.68	5.84-6.84	6.19-6.79	5.09-6.42	5.88-6.94	≥ 4
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	ND-2.5	ND	ND	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	ND	ND	≤ 0.5
ปริมาณโลหะ							
สารหนู	ไมโครกรัม/ลิตร	2.9-3.7	ND	ND	ND	ND	≤ 10
แบเรียม	ไมโครกรัม/ลิตร	1.265-8.571	6.074-10.857	6.015-7.942	6.239-7.961	4.860-7.124	N/A
แคดเมียม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.04-0.11	0.005-0.012	ND-0.010	ND-0.008	ND-0.009	≤ 5
โครเมียมรวม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.017-0.408	0.226-0.333	0.490-2.760	ND-0.051	ND-0.544	≤ 100
ทองแดง	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.360	ND	ND-0.429	ND-0.489	ND	≤ 8
เหล็ก	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-26.855	ND-21.983	ND-11.370	ND-10.29	ND-14.270	≤ 300
แมงกานีส	ไมโครกรัม/ลิตร	0.451-1.798	0.164-1.721	ND-0.225	ND-1.575	1.095-2.964	≤ 100
นิกเกิล	ไมโครกรัม/ลิตร	0.100-0.166	0.154-0.232	ND-0.657	ND-0.333	ND-0.249	N/A
ตะกั่ว	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.149	ND-0.045	ND-0.386	ND-0.097	ND	≤ 8.5
สังกะสี	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-1.100	ND	ND	ND-0.365	ND	≤ 50
ปรอทรวม	นาโนกรัม/ลิตร	4.70-9.41	3.57-6.11	7.05-13.88	6.97-11.80	8.47-18.12	≤ 100

หมายเหตุ: (1) มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (คุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1) ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564
(2) อุณหภูมิ กำหนดให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกิน 1 องศาเซลเซียส จากสภาพธรรมชาติ
(3) ความโปร่งใส กำหนดให้มีค่าลดลงจากสภาพธรรมชาติไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความโปร่งใสต่ำสุด
(4) ความเค็ม กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความเค็มต่ำสุด
(5) สารแขวนลอย กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกินผลรวมของค่าเฉลี่ย 1 วัน หรือ 1 เดือน หรือ 1 ปี บวกกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ ค่าเฉลี่ยนั้นๆ โดยค่าเฉลี่ย 1 วัน ให้วัดทุกชั่วโมง หรืออย่างน้อย 5 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ค่าเฉลี่ย 1 เดือน ให้วัดทุกวันหรือ อย่างน้อย 4 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ใน 1 เดือน ณ เวลาเดียวกัน และค่าเฉลี่ย 1 ปี ให้วัดทุกเดือน ณ วันที่และเวลาเดียวกัน
N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564
ND หมายถึงมีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-6: ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP8 ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล			มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ⁽¹⁾
		พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565	
ความลึกของน้ำทะเล	เมตร	76-80	75.8-78.2	75.0-77.8	N/A
อุณหภูมิ	องศาเซลเซียส	28.26-32.76	28.78-31.27	27.71-30.11	ดูหมายเหตุ ⁽²⁾
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	-	8.31-8.41	8.10-8.30	7.86-8.04	7.0-8.5
ความโปร่งใส	เมตร	21-32	17-24	19-24	ดูหมายเหตุ ⁽³⁾
ความเค็ม	PSU	32.69-33.98	32.77-34.39	32.17-33.71	ดูหมายเหตุ ⁽⁴⁾
สารแขวนลอยทั้งหมด	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	ดูหมายเหตุ ⁽⁵⁾
ออกซิเจนละลาย	มิลลิกรัม/ลิตร	5.36-6.77	5.10-6.47	5.05-7.14	≥ 4
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	≤ 0.5
ปริมาณโลหะ					
สารหนู	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	≤ 10
แบเรียม	ไมโครกรัม/ลิตร	6.352-7.892	6.214-8.064	4.762-7.396	N/A
แคดเมียม	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.010	ND-0.002	ND-0.029	≤ 5
โครเมียมรวม	ไมโครกรัม/ลิตร	0.440-2.305	ND-0.479	ND-0.391	≤ 100
ทองแดง	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.465	ND	ND-0.450	≤ 8
เหล็ก	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-9.371	ND-18.00	ND-16.350	≤ 300
แมงกานีส	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.272	ND-3.074	0.549-3.551	≤ 100
นิกเกิล	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-1.029	ND-0.757	ND-0.199	N/A
ตะกั่ว	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.181	ND-0.060	ND	≤ 8.5
สังกะสี	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	ND	≤ 50
ปรอทรวม	นาโนกรัม/ลิตร	6.43-12.29	6.94-11.06	8.85-21.19	≤ 100

หมายเหตุ: (1) มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (คุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1) ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

(2) อุณหภูมิ กำหนดให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกิน 1 องศาเซลเซียส จากสภาพธรรมชาติ

(3) ความโปร่งใส กำหนดให้มีค่าลดลงจากสภาพธรรมชาติไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความโปร่งใสต่ำสุด

(4) ความเค็ม กำหนดให้มีความเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความเค็มต่ำสุด

(5) สารแขวนลอย กำหนดให้มีความเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกินผลรวมของค่าเฉลี่ย 1 วัน หรือ 1 เดือน หรือ 1 ปี บวกกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ ค่าเฉลี่ยนั้นๆ โดยค่าเฉลี่ย 1 วัน ให้วัดทุกชั่วโมง หรืออย่างน้อย 5 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ค่าเฉลี่ย 1 เดือน ให้วัดทุกวันหรือ อย่างน้อย 4 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ใน 1 เดือน ณ เวลาเดียวกัน และค่าเฉลี่ย 1 ปี ให้วัดทุกเดือน ณ วันที่และเวลาเดียวกัน

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

ND หมายถึงมีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-7: ผลการเปรียบเทียบข้อมูลคุณภาพน้ำทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP29 ในปี พ.ศ. 2565 และในการเก็บตัวอย่างที่ผ่านมา

พารามิเตอร์	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล		มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ⁽¹⁾
		พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565	
ความลึกของน้ำทะเล	เมตร	74.1-76.0	74.2-75.7	N/A
อุณหภูมิ	องศาเซลเซียส	28.80-31.15	27.46-29.20	ดูหมายเหตุ ⁽²⁾
ค่าความเป็นกรด-ด่าง	-	8.07-8.32	7.95-8.04	7.0-8.5
ความโปร่งใส	เมตร	17-25	18-23	ดูหมายเหตุ ⁽³⁾
ความเค็ม	PSU	32.66-34.35	33.01-33.71	ดูหมายเหตุ ⁽⁴⁾
สารแขวนลอยทั้งหมด	มิลลิกรัม/ลิตร	ND-3.1	ND	ดูหมายเหตุ ⁽⁵⁾
ออกซิเจนละลาย	มิลลิกรัม/ลิตร	5.09-6.42	6.48-7.20	≥ 4
น้ำมันและไขมัน	มิลลิกรัม/ลิตร	ND	ND	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	≤ 0.5
ปริมาณโลหะ				
สารหนู	ไมโครกรัม/ลิตร	ND	ND	≤ 10
แบเรียม	ไมโครกรัม/ลิตร	6.239-7.961	4.810-7.580	N/A
แคดเมียม	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.008	ND-0.009	≤ 5
โครเมียมรวม	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.051	ND-0.511	≤ 100
ทองแดง	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.489	ND-0.650	≤ 8
เหล็ก	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-10.29	ND-49.910	≤ 300
แมงกานีส	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-1.575	0.802-11.810	≤ 100
นิกเกิล	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.333	ND-0.229	N/A
ตะกั่ว	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.097	ND	≤ 8.5
สังกะสี	ไมโครกรัม/ลิตร	ND-0.365	ND	≤ 50
ปรอทรวม	นาโนกรัม/ลิตร	6.97-11.80	6.63-79.08	≤ 100

หมายเหตุ: (1) มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ (คุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1) ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

(2) อุณหภูมิ กำหนดให้เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกิน 1 องศาเซลเซียส จากสภาพธรรมชาติ

(3) ความโปร่งใส กำหนดให้มีค่าลดลงจากสภาพธรรมชาติไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความโปร่งใสต่ำสุด

(4) ความเค็ม กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 จากค่าความเค็มต่ำสุด

(5) สารแขวนลอย กำหนดให้มีค่าเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นไม่เกินผลรวมของค่าเฉลี่ย 1 วัน หรือ 1 เดือน หรือ 1 ปี บวกกับค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ ค่าเฉลี่ย นั้นๆ โดยค่าเฉลี่ย 1 วัน ให้วัดทุกชั่วโมง หรืออย่างน้อย 5 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ค่าเฉลี่ย 1 เดือน ให้วัดทุกวันหรือ อย่างน้อย 4 ครั้ง ที่ช่วงเวลาเท่าๆ กัน ใน 1 เดือน ณ เวลาเดียวกัน และค่าเฉลี่ย 1 ปี ให้วัดทุกเดือน ณ วันที่และเวลาเดียวกัน

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564

ND หมายถึงมีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

3.2.5 คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล

3.2.5.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลดินตะกอนพื้นท้องทะเลในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้องในพื้นที่โครงการฯ ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้ว และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.2.5.2 วิธีการศึกษาข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลดินตะกอนพื้นท้องทะเลในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาดินตะกอนพื้นท้องทะเลในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)
- ผลการศึกษาดินตะกอนพื้นท้องทะเลตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 100, 500 และ 1,000 เมตร รวมจำนวน 40 สถานี และ สถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)

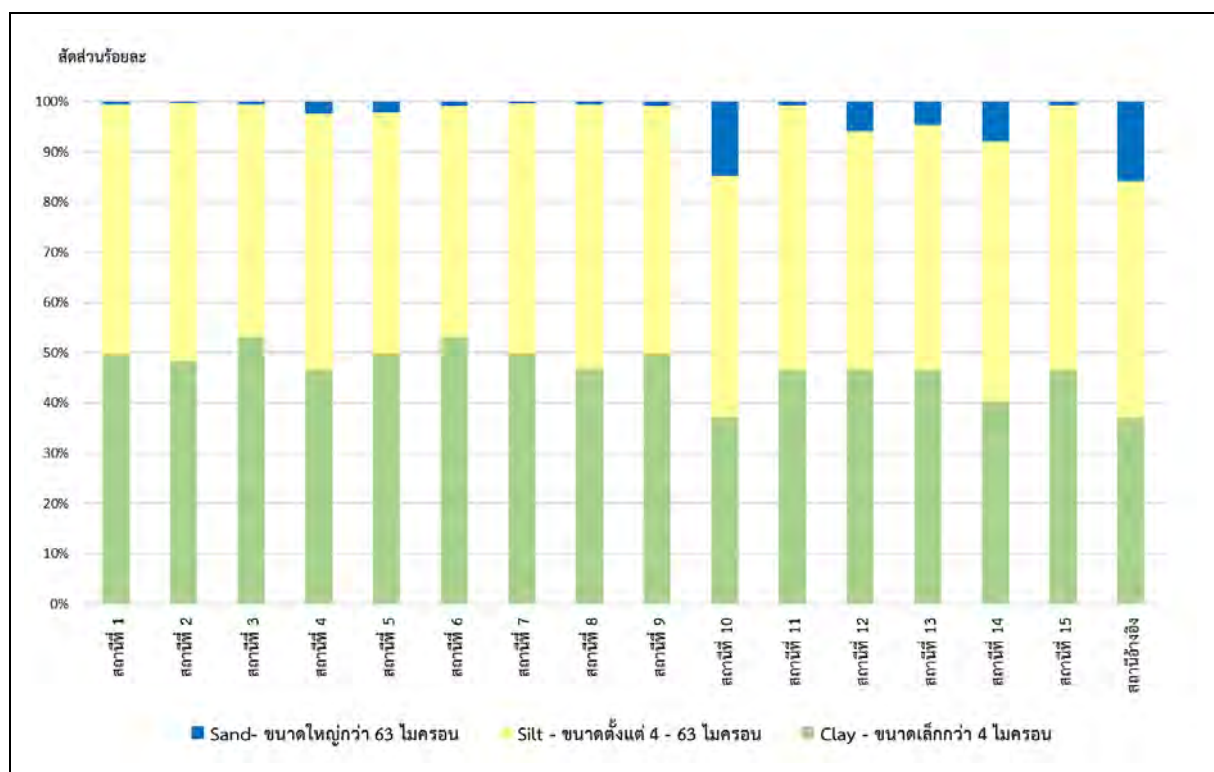
โดยพิจารณาเปรียบเทียบปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเลตามประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 (มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล) และเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่งของกรมควบคุมมลพิษ พ.ศ. 2549 (ร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง) โดยได้ระบุค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับต่ำซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวระดับที่มีนัยสำคัญ (ค่า Effect Range Low หรือ ERL) และค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับกลางซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว (ค่า Effect Range Median หรือ ERM)

3.2.5.3 ผลการศึกษาลักษณะทางกายภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล

3.2.5.3.(1) ลักษณะทางกายภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

ผลการศึกษาลักษณะทางกายภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเลในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงซึ่งอยู่นอกพื้นที่โครงการอาทิตย์จำนวน 1 สถานี พบว่า ทั้งในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิงมีลักษณะเช่นเดียวกัน โดยมีตะกอน (Silt) และดินเหนียว (Clay) สัดส่วนใกล้เคียงกัน และมีทราย (Sand) สัดส่วนน้อยที่สุด ดังแสดงในรูปที่ 3.2-7 โดยผลการจำแนกชนิดของดินตะกอนพื้นท้องทะเลในแต่ละสถานีด้วย Shepard's Classification System (Shepard, 1954) พบว่า ดินตะกอนพื้นท้องทะเลในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิงเป็นชนิดโคลนปนตะกอน (Silty Clay)

รูปที่ 3.2-7: สัดส่วนขนาดอนุภาคของตะกอนจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558



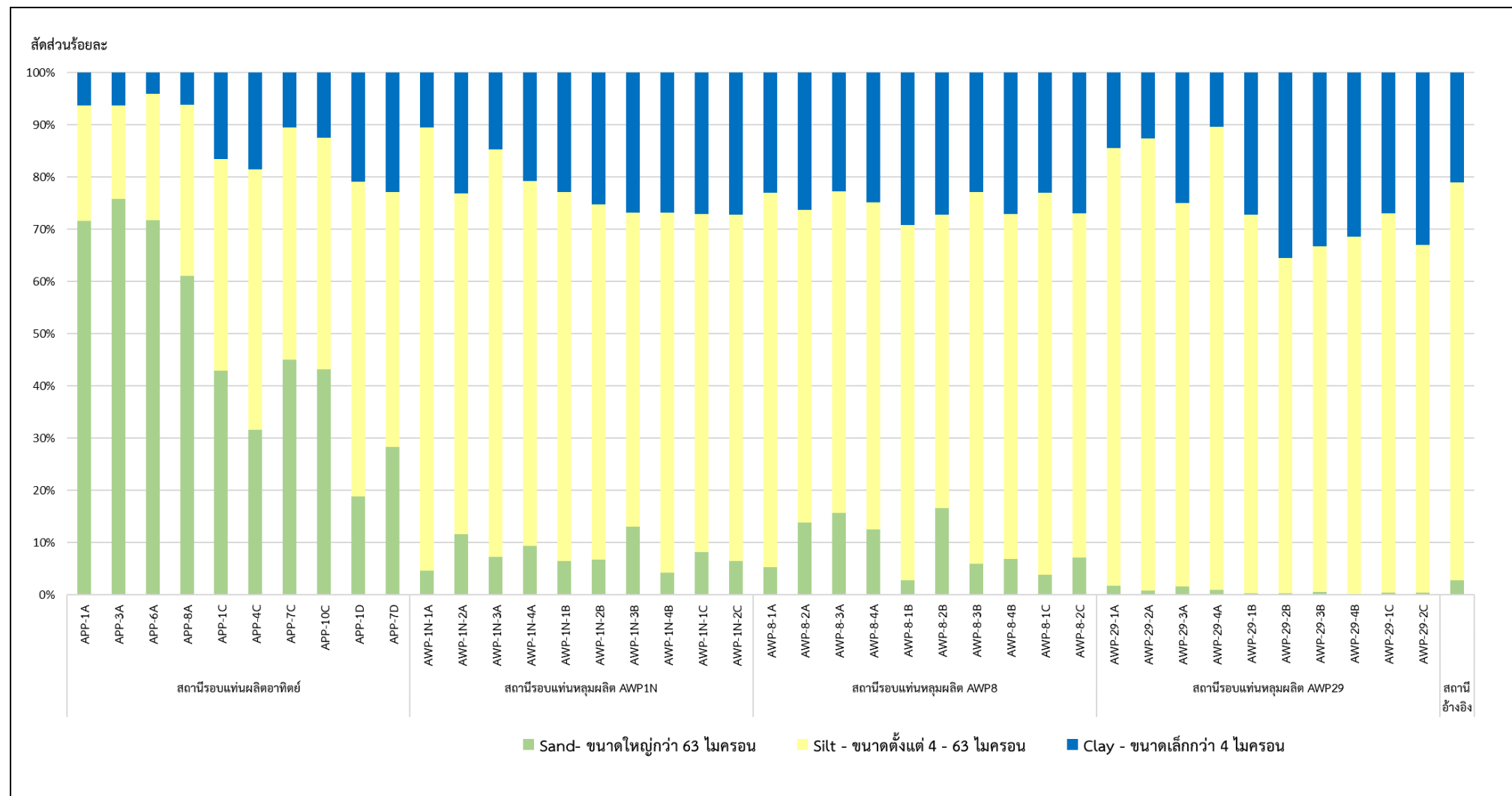
ที่มา: ดัดแปลงจากรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.2.5.3.(2) ลักษณะทางกายภาพของดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

ผลจากการทบทวนข้อมูลผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมรอบตำแหน่งแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตที่อยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียมแล้ว จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP8 และ AWP29 และสถานีอ้าอิงซึ่งอยู่นอกพื้นที่โครงการอาทิตย์ ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ซึ่งดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลครั้งล่าสุดในเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 พบว่า มีสัดส่วนขนาดอนุภาคของตะกอน ดังแสดงในรูปที่ 3.2-8 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

- บริเวณรอบแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) มีสัดส่วนของทราย (Sand) และตะกอน (Silt) สัดส่วนใกล้เคียงกัน และมีดินเหนียว (Clay) น้อยที่สุด โดยผลการจำแนกชนิดของดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในแต่ละสถานีด้วย Shepard's Classification System (Shepard, 1954) พบว่า ส่วนใหญ่เป็นทรายปนตะกอน (Silty Sand)
- บริเวณแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น คือ AWP1N, AWP8 และ AWP29 มีสัดส่วนของตะกอน (Silt) สูงสุด รองลงมา คือ ดินเหนียว (Clay) และมีทราย (Sand) น้อยที่สุด โดยผลการจำแนกชนิดของดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในแต่ละสถานีด้วย Shepard's Classification System (Shepard, 1954) พบว่า ส่วนใหญ่เป็นตะกอนปนโคลน (Clayey Silt)
- บริเวณสถานีอ้าอิง มีสัดส่วนของตะกอน (Silt) สูงสุด รองลงมา คือ ดินเหนียว (Clay) และมีทราย (Sand) น้อยที่สุด โดยผลการจำแนกชนิดของดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในแต่ละสถานีด้วย Shepard's Classification System (Shepard, 1954) พบว่า ส่วนใหญ่เป็นตะกอนปนโคลน (Clayey Silt)

รูปที่ 3.2-8: สัดส่วนขนาดอนุภาคของตะกอนจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล ตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565



ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

3.2.5.4 ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล

3.2.5.4.(1) ข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

ผลการวิเคราะห์ดินตะกอนพื้นท้องทะเลในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ดังแสดงในตารางที่ 3.2-8 สรุปได้ดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้ง Gasoline Range (C6-C9), Kerosene Range (C10-C14), Diesel Range (C15-C28) และ Heavy Oil Range (C29-C36) ทั้งจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิง พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย (BTEXs) ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้งเบนซีน (Benzene) โทลูอิน (Toluene) เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene) และ ไซลีน (Xylenes) ทั้งจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิงพบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลที่วิเคราะห์ได้จากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง เพื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล สามารถสรุปได้ดังนี้

- **สารหนู** ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 2.4-5.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่สถานีอ้างอิงมีค่า 2.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดไว้ไม่เกิน 7 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **แบเรียม** มีค่าในช่วง 26-180 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งสูงกว่าที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับแบเรียมทั้งในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง
- **แคดเมียม** ทั้งที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดและรายงานผลได้ ดังนั้น ทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **โครเมียมรวม** สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 28-37 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่สถานีอ้างอิงมีค่า 20 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **ทองแดง** สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 10-13 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่สถานีอ้างอิงมีค่า 7.2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 25 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **ตะกั่ว** สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 17-21 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่สถานีอ้างอิงมีค่า 14 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 52 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง

- **สังกะสี** สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 41.59 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่สถานีอ้างอิงมีค่า 30 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 102 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **ปรอท** ทั้งที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดและรายงานผลได้ ดังนั้น ทั้งหมดมีค่าไม่เกินเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 0.4 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **นิกเกิล** ที่สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์มีค่าในช่วง 23-30 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่มีการกำหนดค่ามาตรฐานสำหรับปริมาณนิกเกิลในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้น จึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง พบว่า ทุกสถานีมีค่าเกินจากเกณฑ์ค่า ERL (กำหนดค่าไม่เกิน 20.9 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง) อย่างไรก็ตาม ยังไม่เกินค่า ERM ที่กำหนดไว้ไม่เกิน 51.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ส่วนที่สถานีอ้างอิงมีค่า 18 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งต่ำกว่าค่า ERL

ตารางที่ 3.2-8: ผลการศึกษาข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง

ดัชนี	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในปี พ.ศ. 2558			มาตรฐาน คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ⁽²⁾	ร่างแนวทางคุณภาพ ตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง ⁽³⁾	
		MRL ⁽¹⁾	สถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ 15 สถานี	สถานีอ้างอิง		ERL	ERM
การกระจายขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle size distribution)							
Sand	ร้อยละ	-	0.30-14.70	15.80	N/A	N/A	N/A
Silt	ร้อยละ	-	45.95-52.76	47.14	N/A	N/A	N/A
Clay	ร้อยละ	-	37.07-53.25	37.06	N/A	N/A	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน							
Gasoline Range (C6-C9)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	36.988±5.51	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Kerosene Range (C10-C14)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	53.388±7.36	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Diesel Range (C15-C28)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	53.388±7.36	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Heavy Oil Range (C29-C36)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	213.52±29.42	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย							
เบนซีน (Benzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.49328±0.07	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โทลูอิน (Toluene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.49328±0.07	ND	ND	N/A	N/A	N/A
เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.49328±0.07	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ไซลีน (Xylenes)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.4808±0.22	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โลหะ							
สารหนู (Arsenic)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.0808±0.16	2.4-5.6	2.6	7	8.2	70
แบเรียม (Barium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.0808±0.16	26-180	17	N/A	N/A	N/A
แคดเมียม (Cadmium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.43±0.06	ND	ND	2	1.2	9.6
โครเมียมรวม (Total Chromium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.0808±0.16	28-37	20	42	81	370
ทองแดง (Copper)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.8584±0.12	10-13	7.2	25	34	270
นิกเกิล (Nickel)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.0808±0.16	23-30	18	N/A	20.9	51.6
ตะกั่ว (Lead)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	1.0808±0.16	17-21	14	52	46.7	218
สังกะสี (Zinc)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	12.368±8.59	41-59	30	102	150	410
ปรอทรวม (Total Mercury)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.04524±0.01	ND	ND	0.4	0.15	0.71
เหล็ก (Iron)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	85.84±12.02	22,000-29,000	16,000	N/A	N/A	N/A
แมงกานีส (Manganese)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	2.16±0.31	600-1,400	750	N/A	N/A	N/A

หมายเหตุ

(1)

MRL ย่อมาจาก Method Reporting Limit หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ MRL ที่แสดงไว้ในตารางนี้ ใช้ค่าเฉลี่ย±ค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแต่ละตัวอย่าง เนื่องจากค่า MRL จะแปรผันตามปริมาณของแข็งที่นำมาชั่งน้ำหนักเพื่อทำการวิเคราะห์ ซึ่งมีปริมาณแตกต่างกันเล็กน้อย นอกจากนี้ การชั่งน้ำหนักตัวอย่างที่นำมาวิเคราะห์ในรูปของน้ำหนักเปียก แต่การรายงานผลการวิเคราะห์จะแสดงในรูปของน้ำหนักแห้ง ซึ่งเมื่อแปลงค่าเป็นน้ำหนักแห้งแล้ว จะทำให้มีความแตกต่างกันเนื่องมาจากร้อยละของความชื้นที่ต่างกันในแต่ละตัวอย่าง

(2)

เกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558

(3)

เกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่งของ (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาเป็น 2 ระดับ คือ

- ERL (Effect Range Low) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับต่ำ ซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวในระดับที่มีนัยสำคัญ
- ERM (Effect Range Median) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับกลาง ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว

N/A

หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในเกณฑ์มาตรฐาน

ND

หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่า Method Reporting Limit หรือ ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

ที่มา:

รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.2.5.4.(2) ข้อมูลคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

ผลจากการทบทวนข้อมูลผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมรอบตำแหน่งแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตที่อยู่ในระยะผลิตปิโตรเลียมแล้ว จำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP8 และ AWP29 ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 ซึ่งดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลครั้งล่าสุดในปี พ.ศ. 2565 โดยพิจารณาเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในอดีต และเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเลตามประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 (มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล) และสำหรับดัชนีที่ไม่มีการกำหนดเกณฑ์ไว้ในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล จะพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่งของกรมควบคุมมลพิษ พ.ศ. 2549 (ร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง) ซึ่งได้ระบุค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับต่ำซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวระดับที่มีนัยสำคัญ (ค่า Effect Range Low หรือ ERL) และค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับกลางซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว (ค่า Effect Range Median หรือ ERM) สามารถสรุปผลได้ดังนี้

ก. ผลการติดตามตรวจสอบดินตะกอนพื้นท้องทะเลรอบแท่นผลิตอาทิตย์ (APP)

ผลจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล จากสถานีเก็บตัวอย่าง 10 สถานี ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร จากตำแหน่งแท่นผลิตอาทิตย์ และที่สถานีอ้างอิง 1 สถานี ในปี พ.ศ. 2565 ดังแสดงข้อมูลเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างครั้งที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2553-2562 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-9 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน พบว่ากลุ่ม Gasoline Range (C6-C9) และ Kerosene Range (C10-C14) มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลการวิเคราะห์ได้ ในขณะที่พบกลุ่ม Diesel Range (C15-C28) สูงสุด 3.84 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และพบกลุ่ม Heavy Oil Range (C29-C36) สูงสุด 3.59 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย (BTEXs) ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้งเบนซีน (Benzene) โทลูอีน (Toluene) เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene) และ ไซลีน (Xylenes) พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด เช่นเดียวกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการติดตามตรวจสอบผลกระทบบริเวณรอบแท่นผลิตอาทิตย์ เปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล สามารถสรุปได้ดังนี้

- **สารหนู** มีค่าในช่วง 0.77-2.09 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 7 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา

- **แบเรียม** มีค่าในช่วง 141-2,344 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งสูงกว่าที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับแบเรียมทั้งในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แคดเมียม** ตัวอย่างจากทุกสถานีและทุกครั้งที่มีการตรวจวัด พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ ซึ่งสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **โครเมียมรวม** มีค่าในช่วง 2.39-12.44 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ทองแดง** มีค่าในช่วง 2.72-8.19 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 25 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **นิกเกิล** มีค่าในช่วง 5.97-17.42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่มีการกำหนดค่ามาตรฐานสำหรับปริมาณนิกเกิลในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้น จึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่า ERL คือ ไม่เกิน 20.9 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ตะกั่ว** มีค่าในช่วง 7.51-14.67 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 52 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **สังกะสี** ค่าในช่วง 10.60-31.71 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 102 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ปรอทรวม** ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลที่ระยะ 100 เมตร จากแท่นผลิตอาทิติย์ พบปรอทรวมในช่วง 0.538-6.850 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และที่ระยะ 500 เมตร จากแท่นผลิตอาทิติย์ พบปรอทรวมในช่วง 0.078-1.264 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งส่วนใหญ่สูงกว่าค่าเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 0.40 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัม น้ำหนักแห้ง โดยค่าสูงสุดที่พบสูงกว่าผลการตรวจวัดครั้งที่ผ่านมา ส่วนสถานีที่อยู่ระยะ 1,000 เมตร พบปรอทรวมในช่วง 0.114-0.145 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง สอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล

ข. ผลการติดตามตรวจสอบดินตะกอนพื้นท้องทะเลรอบแท่นหลุมผลิต AWP1N

ผลจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล จากสถานีเก็บตัวอย่าง 10 สถานี ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร จากตำแหน่งแท่นหลุมผลิต AWP1N และที่สถานีอ้างอิง 1 สถานี ในปี พ.ศ. 2565 ดังแสดงข้อมูลเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างครั้งที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2553-2562 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-10 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน พบว่ากลุ่ม Gasoline Range (C6-C9) และ Kerosene Range (C10-C14) มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลการวิเคราะห์ได้ ในขณะที่พบกลุ่ม Diesel Range (C15-C28) สูงสุด 5.56 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และพบกลุ่ม Heavy Oil Range (C29-C36) สูงสุด 2.96 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย (BTEXs) ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้งเบนซีน (Benzene) โทลูอิน (Toluene) เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene) และ ไซลีน (Xylenes) พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด เช่นเดียวกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการติดตามตรวจสอบผลกระทบบริเวณรอบแท่นหลุมผลิต AWP1N เปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล สามารถสรุปได้ดังนี้

- **สารหนู** มีค่าในช่วง 1.65-3.08 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 7 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แบเรียม** มีค่าในช่วง 125-2,304 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ซึ่งสูงกว่าที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับแบเรียมทั้งในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แคดเมียม** ตัวอย่างจากทุกสถานีและทุกครั้งที่มีการตรวจวัด พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ ซึ่งสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **โครเมียมรวม** มีค่าในช่วง 10.51-13.01 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ทองแดง** มีค่าในช่วง 6.56-11.40 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 25 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา

- **นิเกิล** มีค่าในช่วง 18.09-21.03 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่มีการกำหนดค่ามาตรฐานสำหรับปริมาณนิเกิลในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้น จึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่า ERM คือ ไม่เกิน 51.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ตะกั่ว** มีค่าในช่วง 20.60-23.95 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 52 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **สังกะสี** ค่าในช่วง 30.68-44.24 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 102 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ปรอทรวม** พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ สอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 0.40 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา

ค. ผลการติดตามตรวจสอบดินตะกอนพื้นท้องทะเลรอบแท่นหลุมผลิต AWP8

ผลจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล จากสถานีเก็บตัวอย่าง 10 สถานี ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร จากตำแหน่งแท่นหลุมผลิต AWP8 และที่สถานีอ้างอิง 1 สถานี ในปี พ.ศ. 2565 ดังแสดงข้อมูลเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างครั้งที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2553-2562 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-11 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน พบว่ากลุ่ม Gasoline Range (C6-C9) กลุ่ม Kerosene Range (C10-C14) และกลุ่ม Heavy Oil Range (C29-C36) มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลการวิเคราะห์ได้ในขณะที่พบกลุ่ม Diesel Range (C15-C28) สูงสุด 16.35 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย (BTEXs) ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้งเบนซีน (Benzene) โทลูอีน (Toluene) เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene) และ ไซลีน (Xylenes) พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด เช่นเดียวกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบบริเวณรอบแท่นหลุมผลิต AWP8 เปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล สามารถสรุปได้ดังนี้

- **สารหนู** มีค่าในช่วง 1.35-2.33 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 7 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แบเรียม** มีค่าในช่วง 81-4,611 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง สูงกว่าที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับแบเรียมทั้งในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แคดเมียม** ตัวอย่างจากทุกสถานีและทุกครั้งที่มีการตรวจวัด พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ ซึ่งสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **โครเมียมรวม** มีค่าในช่วง 9.91-17.37 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ทองแดง** มีค่าในช่วง 5.22-9.99 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 25 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **นิกเกิล** มีค่าในช่วง 16.36-23.59 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่มีการกำหนดค่ามาตรฐานสำหรับปริมาณนิกเกิลในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้น จึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่า ERM คือ ไม่เกิน 51.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ตะกั่ว** มีค่าในช่วง 19.19-28.92 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 52 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **สังกะสี** ค่าในช่วง 27.80-42.81 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 102 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ปรอทรวม** พบว่ามีค่าสูงสุด 0.265 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง สอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 0.40 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา

ง. ผลการติดตามตรวจสอบดินตะกอนพื้นท้องทะเลรอบแท่นหลุมผลิต AWP29

ผลจากการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล จากสถานีเก็บตัวอย่าง 10 สถานี ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร จากตำแหน่งแท่นหลุมผลิต AWP29 และที่สถานีอ้างอิง 1 สถานี ในปี พ.ศ. 2565 ดังแสดงข้อมูลเปรียบเทียบกับผลการเก็บตัวอย่างครั้งที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2562 ดังแสดงในตารางที่ 3.2-12 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน พบว่ากลุ่ม Gasoline Range (C6-C9) กลุ่ม Diesel Range (C15-C28) และกลุ่ม Heavy Oil Range (C29-C36) มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลการวิเคราะห์ได้ในขณะที่พบกลุ่ม Kerosene Range (C10-C14) สูงสุด 5.30 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย (BTEXs) ที่ดำเนินการตรวจวิเคราะห์ทั้งเบนซีน (Benzene) โทลูอีน (Toluene) เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene) และ ไซลีน (Xylenes) พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ของสารแต่ละชนิด เช่นเดียวกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่ายในดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ปริมาณโลหะ ในดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากผลการติดตามตรวจสอบผลกระทบบริเวณรอบแท่นหลุมผลิต AWP29 เปรียบเทียบกับเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล สามารถสรุปได้ดังนี้

- **สารหนู** มีค่าในช่วง 0.90-6.57 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 7 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แบเรียม** มีค่าในช่วง 405-3,381 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง สูงกว่าที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม ไม่มีการกำหนดเกณฑ์มาตรฐานสำหรับแบเรียมทั้งในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และร่างแนวทางการคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **แคดเมียม** ตัวอย่างจากทุกสถานีและทุกครั้งที่มีการตรวจวัด พบว่ามีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถตรวจวัดได้ ซึ่งสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ที่กำหนดให้มีค่าไม่เกิน 2 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง
- **โครเมียมรวม** มีค่าในช่วง 12.83-24.59 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 42 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ทองแดง** มีค่าในช่วง 8.34-19.70 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 25 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา

- **นิเกิล** มีค่าในช่วง 13.33-27.00 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ไกล่เคียงกับที่สถานีอ้างอิง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่มีการกำหนดค่ามาตรฐานสำหรับปริมาณนิเกิลในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้น จึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง พบว่า มีค่าต่ำกว่าค่า ERM คือ ไม่เกิน 51.6 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ตะกั่ว** มีค่าในช่วง 22.26-25.70 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ไกล่เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 52 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **สังกะสี** ค่าในช่วง 32.81-55.60 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง ไกล่เคียงกับสถานีอ้างอิง โดยทั้งหมดสอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 102 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง และไม่พบความแตกต่างอย่างชัดเจนเมื่อเปรียบเทียบกับผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมา
- **ปรอทรวม** พบว่ามีค่าสูงสุด 0.278 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง สอดคล้องกับมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ซึ่งกำหนดให้มีค่าไม่เกิน 0.40 มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมน้ำหนักแห้ง โดยมีค่าสูงขึ้นจากผลการติดตามตรวจสอบครั้งที่ผ่านมาในปี พ.ศ. 2562

ตารางที่ 3.2-9: สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565

ดัชนี	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล							มาตรฐาน คุณภาพตะกอนดิน ชายฝั่งทะเล ⁽²⁾	ร่างแนวทางคุณภาพตะกอน พื้นท้องทะเลและชายฝั่ง ⁽³⁾	
		พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565					
						MRL ⁽¹⁾	สถานีรอบแท่น APP	สถานีอ้างอิง		ERL	ERM
การกระจายขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle size distribution)											
Sand	ร้อยละ	13.70-48.90	15.40-67.40	15.20-83.50	14.40-79.20	-	18.92-75.90	2.77	N/A	N/A	N/A
Silt	ร้อยละ	17.50-53.34	6.05-36.29	4.88-42.96	7.01-35.87	-	17.81-60.15	76.25	N/A	N/A	N/A
Clay	ร้อยละ	23.71-42.85	15.28-48.31	11.62-41.84	13.34-49.73	-	4.06-22.48	20.98	N/A	N/A	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน											
Gasoline Range (C6-C9)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Kerosene Range (C10-C14)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND – 72.40	ND	ND	ND	1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Diesel Range (C15-C28)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND – 118	ND – 37.00	ND	ND	2.8	ND-3.84	ND	N/A	N/A	N/A
Heavy Oil Range (C29-C36)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	1.6	ND-3.59	ND	N/A	N/A	N/A
ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย											
เบนซีน (Benzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โทลูอิน (Toluene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ไซลีน (Xylenes)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.03	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โลหะ											
สารหนู (Arsenic)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.92-4.0	2.4-4.1	1.55-3.46	0.19-1.21	0.04	0.77-2.09	1.06	7	8.2	70
แบเรียม (Barium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	430-4,300	360-3,900	199-2,917	182-1,784	0.2	141-2,344	15	N/A	N/A	N/A
แคดเมียม (Cadmium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	2	1.2	9.6
โครเมียมรวม (Total Chromium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	9.00-27.00	11.00-33.00	5.61-25.96	6.87-19.86	0.2	2.39-12.44	12.83	42	81	370
ทองแดง (Copper)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	3.4-26*	2.9-10	3.32-9.78	2.10-8.98	0.2	2.72-8.19	9.13	25	34	270
นิกเกิล (Nickel)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	9.00-23.00	8.30-26.00	6.00-21.20	3.55-19.61	0.2	5.97-17.43	18.62	N/A	20.9	51.6
ตะกั่ว (Lead)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	7.00-20.00	6.40-18.00	4.18-9.88	5.94-15.49	0.2	7.51-14.67	14.77	52	46.7	218
สังกะสี (Zinc)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	12-58.00	14.00-52.00	14.01-42.92	10.64-39.11	1	10.60-31.71	29.88	102	150	410
ปรอทรวม (Total Mercury)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.053-0.620*	0.047-2.80*	0.068-1.02*	0.108-3.17*	0.03	0.078-6.85*	0.05	0.4	0.15	0.71

หมายเหตุ (1) MRL ย่อมาจาก Method Reporting Limit หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

(2) เกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558

(3) เกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่งของ (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาเป็น 2 ระดับ คือ

- ERL (Effect Range Low) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับต่ำ ซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวในระดับที่มีนัยสำคัญ
- ERM (Effect Range Median) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับกลาง ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในเกณฑ์มาตรฐาน

ND หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่า Method Reporting Limit หรือ ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

* หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล

ตัวอักษรเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERL แต่ไม่เกินค่า ERM

ตัวอักษรหนาเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERM

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-10:สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP1N ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565

ดัชนี	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล							มาตรฐาน คุณภาพตะกอนดิน ชายฝั่งทะเล ⁽²⁾	ร่างแนวทางคุณภาพตะกอน พื้นท้องทะเลและชายฝั่ง ⁽³⁾	
		พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565					
						MRL ⁽¹⁾	สถานีรอบแท่น AWP1N	สถานีอ้างอิง			
การกระจายขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle size distribution)											
Sand	ร้อยละ	13.70-28.00	6.30-19.80	5.50-59.10	5.50-24.80	-	4.23-13.00	2.77	N/A	N/A	N/A
Silt	ร้อยละ	44.6-62.12	35.53-50.92	20.43-53.39	40.20-51.83	-	60.22-84.91	76.25	N/A	N/A	N/A
Clay	ร้อยละ	23.61-30.52	33.05-49.92	20.47-41.75	33.73-49.77	-	10.47-27.19	20.98	N/A	N/A	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน											
Gasoline Range (C6-C9)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Kerosene Range (C10-C14)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Diesel Range (C15-C28)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-5.92	ND	ND	ND	2.8	ND-5.56	ND	N/A	N/A	N/A
Heavy Oil Range (C29-C36)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	1.6	ND-2.96	ND	N/A	N/A	N/A
ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย											
เบนซีน (Benzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โทลูอิน (Toluene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ไซลีน (Xylenes)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.03	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โลหะ											
สารหนู (Arsenic)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	2.70-4.30	3.60-7.20	1.87-4.25	0.047-0.71	0.04	1.65-3.08	1.06	7	8.2	70
แบเรียม (Barium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	110-1,800	470-6,800	189-7,388	129-1,664	0.2	125-2,304	15	N/A	N/A	N/A
แคดเมียม (Cadmium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	2	1.2	9.6
โครเมียมรวม (Total Chromium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	16.00-23.00	19.00-26.00	8.71-22.58	8.20-12.78	0.2	10.51-13.01	12.83	42	81	370
ทองแดง (Copper)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	6.80-9.40	7.80-12.00	7.09-9.61	6.63-9.06	0.2	6.56-11.40	9.13	25	34	270
นิกเกิล (Nickel)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	15.00-22.00	16.00-23.00	16.68-22.45	12.74-19.61	0.2	18.09-21.03	18.62	N/A	20.9	51.6
ตะกั่ว (Lead)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	16.00-20.00	16.00-22.00	10.24-14.79	7.56-13.32	0.2	20.60-23.95	14.77	52	46.7	218
สังกะสี (Zinc)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	27.00-39.00	33.00-56.00	27.30-38.21	26.08-36.12	1	30.68-44.24	29.88	102	150	410
ปรอทรวม (Total Mercury)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-0.048	ND-0.095	ND-0.085	0.065-0.255	0.03	ND	0.053	0.4	0.15	0.71

หมายเหตุ (1) MRL ย่อมาจาก Method Reporting Limit หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ30.68-44.24

(2) เกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558

(3) เกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลและชายฝั่งของ (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาเป็น 2 ระดับ คือ

- ERL (Effect Range Low) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในระดับต่ำ ซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวในระดับที่มีนัยสำคัญ
- ERM (Effect Range Median) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในระดับกลาง ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในเกณฑ์มาตรฐาน

ND หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่า Method Reporting Limit หรือ ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

* หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล

ตัวอักษรเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERL แต่ไม่เกินค่า ERM

ตัวอักษรหนาเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERM

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-11:สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP8 ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2553-2565

ดัชนี	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล							มาตรฐาน คุณภาพตะกอนดิน ชายฝั่งทะเล ⁽²⁾	ร่างแนวทางคุณภาพตะกอน พื้นท้องทะเลและชายฝั่ง ⁽³⁾	
		พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2556	พ.ศ. 2559	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565					
						MRL ⁽¹⁾	สถานีรอบแท่น AWP8	สถานีอ้างอิง		ERL	ERM
การกระจายขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle size distribution)											
Sand	ร้อยละ	5.50-27.70	5.00-35.30	3.20-18.10	2.40-31.30	-	2.82-16.67	2.77	N/A	N/A	N/A
Silt	ร้อยละ	38.36-58.67	29.30-49.62	36.26-56.05	31.66-48.36	-	56.18-73.17	76.25	N/A	N/A	N/A
Clay	ร้อยละ	30.28-43.76	35.40-54.60	29.25-48.14	37.04-54.70	-	22.77-29.17	20.98	N/A	N/A	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน											
Gasoline Range (C6-C9)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Kerosene Range (C10-C14)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-106	ND-74.5	ND	ND	1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Diesel Range (C15-C28)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-155	ND-0.245	ND	ND	2.8	ND-16.35	ND	N/A	N/A	N/A
Heavy Oil Range (C29-C36)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	1.6	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย											
เบนซีน (Benzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โทลูอิน (Toluene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ไซลีน (Xylenes)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND	ND	ND	0.03	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โลหะ											
สารหนู (Arsenic)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.71-2.00	3.90-13.00*	3.54-4.69	0.63-1.66	0.04	1.35-2.33	1.06	7	8.2	70
แบเรียม (Barium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	27-580	270-7,300	219-6,790	110-2,924	0.2	81-4,611	15	N/A	N/A	N/A
แคดเมียม (Cadmium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.35-0.78	ND	ND	0.01	ND	ND	2	1.2	9.6
โครเมียมรวม (Total Chromium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	19.00-28.00	24.00-36.00	23.26-30.76	6.74-14.64	0.2	9.91-17.37	12.83	42	81	370
ทองแดง (Copper)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	6.90-11.00	9.90-19.00	9.09-17.11	0.23-1.70	0.2	5.22-9.99	9.13	25	34	270
นิกเกิล (Nickel)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	18.00-25.00	21.29	9.09-23.89	16.06-26.06	0.2	16.36-23.59	18.62	N/A	20.9	51.6
ตะกั่ว (Lead)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	14.00-18.00	17.00-59.00*	9.35-17.50	11.84-18.95	0.2	19.19-28.92	14.77	52	46.7	218
สังกะสี (Zinc)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	27.00-41.00	47.00-150.00*	37.28-65.33	31.56-51.26	1	27.80-42.81	29.88	102	150	410
ปรอทรวม (Total Mercury)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	ND-0.38	ND-0.189	ND-0.160	0.03	ND-0.265	0.053	0.4	0.15	0.71

หมายเหตุ (1) MRL ย่อมาจาก Method Reporting Limit หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

(2) เกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558

(3) เกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลและชายฝั่งของ (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาเป็น 2 ระดับ คือ

- ERL (Effect Range Low) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในระดับต่ำ ซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวในระดับที่มีนัยสำคัญ
- ERM (Effect Range Median) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลในระดับกลาง ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว

N/A หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในเกณฑ์มาตรฐาน

ND หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่า Method Reporting Limit หรือ ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

* หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล

ตัวอักษรเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERL แต่ไม่เกินค่า ERM

ตัวอักษรหนาเอียง หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERM

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

ตารางที่ 3.2-12:สรุปข้อมูลจากการทบทวนผลการติดตามตรวจสอบคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลในบริเวณแท่นหลุมผลิต AWP29 ที่มีการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ในปี พ.ศ. 2562-2565

ดัชนี	หน่วย	ผลการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล				มาตรฐาน คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ⁽²⁾	ร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง ⁽³⁾	
		พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2565				ERL	ERM
			MRL ⁽¹⁾	สถานีรอบแท่น AWP29	สถานีอ้างอิง			
การกระจายขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle size distribution)								
Sand	ร้อยละ	0.60-35.80	-	0.23-1.77	2.77	N/A	N/A	N/A
Silt	ร้อยละ	39.13-54.91	-	64.15-88.68	76.25	N/A	N/A	N/A
Clay	ร้อยละ	16.47-59.57	-	10.40-35.54	20.98	N/A	N/A	N/A
ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน								
Gasoline Range (C6-C9)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.1	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Kerosene Range (C10-C14)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-933	1	ND-5.30	ND	N/A	N/A	N/A
Diesel Range (C15-C28)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-2,087	2.8	ND	ND	N/A	N/A	N/A
Heavy Oil Range (C29-C36)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND-31	1.6	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ปริมาณสารอินทรีย์ระเหยง่าย								
เบนซีน (Benzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โทลูอิน (Toluene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
เอทิลเบนซีน (Ethylbenzene)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.01	ND	ND	N/A	N/A	N/A
ไซลีน (Xylenes)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.03	ND	ND	N/A	N/A	N/A
โลหะ								
สารหนู (Arsenic)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.05-0.90	0.04	0.90-6.57	1.06	7	8.2	70
แบเรียม (Barium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	482-3,552	0.2	405-3,381	15	N/A	N/A	N/A
แคดเมียม (Cadmium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND	0.01	ND	ND	2	1.2	9.6
โครเมียมรวม (Total Chromium)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	10.30-22.30	0.2	12.83-24.59	12.83	42	81	370
ทองแดง (Copper)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	0.93-22.25	0.2	8.34-19.70	9.13	25	34	270
นิกเกิล (Nickel)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	14.50-25.15	0.2	13.33-27.00	18.62	N/A	20.9	51.6
ตะกั่ว (Lead)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	10.95-24.71	0.2	22.26-25.70	14.77	52	46.7	218
สังกะสี (Zinc)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	46.59-73.17	1	32.81-55.60	29.88	102	150	410
ปรอทรวม (Total Mercury)	มก./กก. (น้ำหนักแห้ง)	ND -0.0469	0.03	ND-0.278	0.053	0.4	0.15	0.71

หมายเหตุ

(1)

MRL ย่อมาจาก Method Reporting Limit หมายถึง ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

(2)

เกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558

(3)

เกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่งของ *(กรมควบคุมมลพิษ, 2549)* ซึ่งกำหนดเกณฑ์การพิจารณาเป็น 2 ระดับ คือ

-

ERL (Effect Range Low) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับต่ำ ซึ่งไม่ก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหวในระดับที่มีนัยสำคัญ

-

ERM (Effect Range Median) คือ ค่าความเข้มข้นของสารเคมีในดินตะกอนพื้นท้องทะเลในระดับกลาง ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเป็นพิษต่อสิ่งมีชีวิตที่มีความอ่อนไหว

N/A

หมายถึง ไม่มีการกำหนดค่าในเกณฑ์มาตรฐาน

ND

หมายถึง มีค่าต่ำกว่าค่า Method Reporting Limit หรือ ค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ

*

หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่ามาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล

ตัวอักษรเอียง

หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERL แต่ไม่เกินค่า ERM

ตัวอักษรหนาเอียง

หมายถึง มีค่าสูงกว่าค่า ERM

ที่มา:

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

หน้า 3-41

บทที่ 3
ธันวาคม 2566

3.3 ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ

3.3.1 แพลงก์ตอนพืช

3.3.1.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืชในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้ว และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.3.1.2 วิธีการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืช

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลแพลงก์ตอนพืชในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืชในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)
- ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืชตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการแล้ว ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้ รวมจำนวน 8 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี (รูปที่ 3.2-6)

3.3.1.3 ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืชในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

แพลงก์ตอนพืชที่พบจากทั้งสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ทั้งที่ระดับผิวน้ำและระดับฐานของ Euphotic Zone สามารถจำแนกตามอนุกรมวิธานพืช (Plant Taxonomy) ได้เป็น 3 ดิวิชัน (Division) ได้แก่

- Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)
- Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)
- Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)

ผลการศึกษาชนิดและปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนพืช จำแนกตามระดับความลึกของการเก็บตัวอย่าง คือ ที่ระดับ 1-2 เมตร จากผิวน้ำและที่ระดับฐานของ Euphotic Zone ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-1

ชนิดของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์รวม 15 สถานี พบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชระหว่าง 5-13 ชนิด ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิง พบ 11 ชนิด โดยทุกสถานีพบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชในกลุ่มไดอะตอมมากที่สุด รองลงมาเป็นกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินพบน้อยที่สุด

ระดับฐานของ Euphotic Zone ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์รวม 15 สถานี พบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชระหว่าง 7-16 ชนิด ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิงพบ 12 ชนิด โดยทุกสถานีพบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชในกลุ่มไดอะตอมมากที่สุด รองลงมาเป็นกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินพบน้อยที่สุด

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบปริมาณความหนาแน่นของในช่วง 21,000-177,000 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยส่วนใหญ่พบกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินมีความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือกลุ่มไดอะตอม และกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต ตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบในแต่ละสถานี ได้แก่ สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด *Oscillatoria* sp. ไดโนแฟลกเจลเลตชนิด *Protoperdinium* sp. และไดอะตอมชนิด *Rhizosolenia styliformis* ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบปริมาณความหนาแน่นรวม 88,000 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยพบกลุ่มไดอะตอมมีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบที่สถานีอ้างอิงอยู่ในกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลตชนิด *Protoperdinium* sp.

ระดับฐานของ Euphotic Zone ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบปริมาณความหนาแน่นในช่วง 25,000-142,000 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยส่วนใหญ่พบกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินมีความชุกชุมมากที่สุด รองลงมา คือกลุ่มไดอะตอม และกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต ตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบในแต่ละสถานี คือ สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด *Oscillatoria* sp. และไดโนแฟลกเจลเลตชนิด *Protoperdinium* sp. ส่วนที่สถานีอ้างอิงพบปริมาณความหนาแน่นรวม 80,000 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยพบกลุ่มไดอะตอมมีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน ตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบที่สถานีอ้างอิง อยู่ในกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต ชนิด *Protoperdinium* sp.

ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิด (Species Diversity Index) ของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดในพื้นที่โครงการอาทิตย์ มีค่าอยู่ในช่วง 1.08-2.17 ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิงซึ่งมีค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดเท่ากับ 2.19

ระดับฐาน Euphotic Zone ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดในพื้นที่โครงการอาทิตย์ มีค่าอยู่ในช่วง 0.68-2.52 ใกล้เคียงกับสถานีอ้างอิงซึ่งมีค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดเท่ากับ 2.22

ตารางที่ 3.3-1: ผลการศึกษาแพลงก์ตอนพืชจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558

แพลงก์ตอนพืช	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (15 สถานี)		สถานีอ้างอิง	
		ระดับผิวน้ำ	ระดับฐาน Euphotic Zone	ระดับผิวน้ำ	ระดับฐาน Euphotic Zone
จำนวนชนิด					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	ชนิด	1-2	1-2	1	2
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		3-8	3-8	7	8
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		1-3	2-7	3	2
จำนวนชนิดรวม		5-13	7-16	11	12
ชนิดเด่น (Dominance)		สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด <i>Oscillatoria</i> sp. ไดโนแฟลกเจลเลตชนิด <i>Protoperidinium</i> sp. ไดอะตอมชนิด <i>Rhizosolenia styliformis</i>		ไดโนแฟลกเจลเลตชนิด <i>Protoperidinium</i> sp.	
ปริมาณความหนาแน่น					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	เซลล์/ลิตร	4,000-123,000	3,000-119,000	10,000	14,000
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		9,000-32,000	11,000-44,000	59,000	49,000
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		5,000-22,000	6,000-16,000	19,000	17,000
ความหนาแน่นรวม		21,000-177,000	25,000-142,000	88,000	80,000
สัดส่วนความชุกชุม					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	ร้อยละ	17.39-70.37	12.0-83.8	11.36	17.50
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		13.58-52.38	8.45-55.00	67.05	61.25
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		6.94-43.48	7.75-44.00	21.59	21.25
ดัชนีความหลากหลายของชนิด	-	1.08-2.17	0.68-2.52	2.19	2.22

ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.3.1.4 ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนพืชในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

แพลงก์ตอนพืชที่พบจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์จำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) และสถานีอ้างอิง จากทั้งที่ระดับผิวน้ำและระดับฐานของ Euphotic Zone ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 สามารถจำแนกตามอนุกรมวิธานพืช (Plant Taxonomy) ได้เป็น 4 division (Division) ได้แก่

- Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)
- Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)
- Division Chrysophyta (สาหร่ายสีน้ำตาลแกมทอง)
- Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)

ทั้งนี้ แพลงก์ตอนพืชใน Division Chrysophyta (สาหร่ายสีน้ำตาลแกมทอง) เป็นกลุ่มที่พบในบางสถานีเท่านั้น

ผลการศึกษาชนิดและปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนพืช จำแนกตามระดับความลึกของการเก็บตัวอย่าง คือ ที่ระดับ 1-2 เมตร จากผิวน้ำและที่ระดับฐานของ Euphotic Zone ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณแท่นผลิต และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-2

ชนิดของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบที่บริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น รวมจำนวน 8 สถานี พบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชระหว่าง 20-25 ชนิด ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิง พบ 25 ชนิด โดยพบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชในกลุ่มไดอะตอมมากที่สุด รองลงมาเป็นกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน ตามลำดับ ส่วนสาหร่ายสีน้ำตาลแกมทอง เป็นกลุ่มที่พบได้ที่สถานีเก็บตัวอย่าง 1 สถานี (จากทั้งหมด 8 สถานี)

ระดับฐานของ Euphotic ผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบที่บริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น พบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชระหว่าง 15-55 ชนิด ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิงพบ 43 ชนิด โดยทุกสถานีพบจำนวนชนิดของแพลงก์ตอนพืชในกลุ่มไดอะตอมมากที่สุด รองลงมาเป็นกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต และกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน ตามลำดับ ส่วนสาหร่ายสีน้ำตาลแกมทอง เป็นกลุ่มที่พบได้ที่สถานีเก็บตัวอย่าง 2 สถานี (จากทั้งหมด 8 สถานี)

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ จากสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบที่บริเวณแท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น พบปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนพืชในช่วง 243,675-2,049,995 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยส่วนใหญ่พบกลุ่มไดอะตอมมีความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือ กลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน และกลุ่มไดโนแฟลกเจลตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบในแต่ละสถานี ได้แก่ สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด *Oscillatoria erythraea* ไดอะตอมชนิด ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบปริมาณความหนาแน่นรวมประมาณ 1,616,565 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยพบกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน และกลุ่มไดอะตอมมีสัดส่วนความชุกชุมใกล้เคียงกัน และกลุ่มที่มีสัดส่วนความชุกชุมน้อย

ที่สุด คือ กลุ่มไดโนแฟลกเจล โดยไม่พบกลุ่มสาหร่ายสีน้ำตาลแกมทอง ชนิดเด่นที่พบบริเวณสถานีอ้างอิง อยู่ในกลุ่มไดอะตอมชนิด *Rhizosolenia imbricate*

ระดับฐานของ *Euphotic Zone* จากสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบที่บริเวณแท่นผลิตอาทิตย และแท่นหลุมผลิตทั้ง 3 แท่น พบปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนพืชในช่วง 125,340-2,137,340 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยส่วนใหญ่พบกลุ่มไดอะตอมมีความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือกลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน และกลุ่มไดโนแฟลกเจล ตามลำดับ โดยชนิดเด่นที่พบในแต่ละสถานี คือ สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด *Oscillatoria erythraea* ไดโนแฟลกเจลเลต ชนิด *Protoperdinium sp.* และไดอะตอมชนิด *Protoperdinium sp.* ส่วนที่สถานีอ้างอิงพบปริมาณความหนาแน่นรวม 3,483,820 เซลล์ต่อลูกบาศก์เมตร โดยพบกลุ่มไดอะตอมมีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด รองลงมา คือ กลุ่มสาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน และกลุ่มไดโนแฟลกเจลเลต ตามลำดับ โดยแพลงก์ตอนพืชที่พบเป็นชนิดเด่นบริเวณสถานีอ้างอิง อยู่ในกลุ่มไดอะตอมชนิด *Chaetoceros diciptiens*

ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิด (Species Diversity Index) ของแพลงก์ตอนพืช

ระดับผิวน้ำ ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดในพื้นที่โครงการอาทิตย มีค่าอยู่ในช่วง 1.41-2.64 ใกล้เคียงกับที่สถานีอ้างอิงซึ่งมีค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดเท่ากับ 1.91

ระดับฐาน *Euphotic Zone* ค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดในพื้นที่โครงการอาทิตย มีค่าอยู่ในช่วง 0.72-2.68 ส่วนที่สถานีอ้างอิงมีค่าดัชนีความหลากหลายของชนิดเท่ากับ 0.63

ตารางที่ 3.3-2: ผลการศึกษาแพลงก์ตอนพืชจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565

แพลงก์ตอนพืช	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (8 สถานี)		สถานีอ้างอิง	
		ระดับผิวน้ำ	ระดับฐาน Euphotic Zone	ระดับผิวน้ำ	ระดับฐาน Euphotic Zone
จำนวนชนิด					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	ชนิด/ตัวอย่าง	1-2	1.2	2	2
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		12-41	7-37	17	32
Division Chrysophyta (สาหร่ายสีน้ำตาลเงินแกมทอง)		0-1	0-2	0	0
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		7-11	7-15	6	9
จำนวนชนิดรวม		20-25	15-55	25	43
ชนิดเด่น (Dominance)		สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด <i>Oscillatoria erythraea</i>	สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงินชนิด <i>Oscillatoria erythraea</i> ไดโนแฟลกเจลเลต ชนิด <i>Protoperdinium</i> sp. ไดอะตอมชนิด <i>Thalassiothrix frauenfeldii</i>	ไดอะตอมชนิด <i>Rhizosolenia imbricate</i>	ไดอะตอมชนิด <i>Chaetoceros dicipiens</i>
ปริมาณความหนาแน่น					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	เซลล์/ลิตร	124,315-426,215	8,550-467,865	793,465	1,229,440
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		78,775-1,493,860	20,685-1,748,400	702,420	2,073,575
Division Chrysophyta (สาหร่ายสีน้ำตาลเงินแกมทอง)		0-3,735	0-16,860	0	0
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		16,925-251,000	31,380-129,800	120,680	180,805
ความหนาแน่นรวม		243,675-2,049,995	125,340-2,137,340	1,616,565	3,483,820
สัดส่วนความชุกชุม					
Division Cyanophyta (สาหร่ายสีเขียวแกมน้ำเงิน)	ร้อยละ	19.96-60.73	7.48-78.42	49.08	35.21
Division Bacillariophyta (ไดอะตอม)		31.35-72.87	8.18-80.44	43.45	59.56
Division Chrysophyta (สาหร่ายสีน้ำตาลเงินแกมทอง)		0-0.25	0-0.79	0	0
Division Pyrrophyta (ไดโนแฟลกเจลเลต)		6.34-23.79	6.07-57.42	7.47	5.23
ดัชนีความหลากหลายของชนิด	-	1.41-2.64	0.72-2.68	1.91	0.63

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

3.3.2 แพลงก์ตอนสัตว์

3.3.2.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อาจมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.3.2.2 วิธีการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)
- ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการแล้ว ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้ รวมจำนวน 8 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี (รูปที่ 3.2-6)

3.3.2.3 ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

แพลงก์ตอนสัตว์ที่พบจากทั้งสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal taxonomy) ได้รวม 8 ไฟลัม (Phylum) ประกอบด้วย

- ไฟลัม Protozoa (โพรโตซัว)
- ไฟลัม Coelenterata (แมงกะพรุน)
- ไฟลัม Chaetognatha (หนอนธนู)
- ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส่น้ำทะเล)
- ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)
- ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)
- ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)
- ไฟลัม Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)

ผลการศึกษานิตและปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนสัตว์ ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-3 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ชนิดของแพลงก์ตอนสัตว์

ตัวอย่างแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์จำแนกได้ในช่วง 9-19 ชนิด โดยพบจำนวนชนิดในไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) มากที่สุด รองลงมา คือ ไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) ส่วนไฟลัม Coelenterata (แมงกะพรุน) และไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส์เดือนทะเล) พบจำนวนชนิดน้อยที่สุด

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบแพลงก์ตอนสัตว์รวม 14 ชนิด โดยพบจำนวนชนิดในไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) มากที่สุด รองลงมา คือ ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) โดยไม่พบไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส์เดือนทะเล) ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย) และไฟลัม Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของแพลงก์ตอนสัตว์

ตัวอย่างแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบปริมาณความหนาแน่นในช่วง 236-1,306 ตัวต่อลูกบาศก์เมตร โดยแพลงก์ตอนสัตว์ที่มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ ไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) รองลงมาคือไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) ส่วนกลุ่มที่มีสัดส่วนความชุกชุมน้อยที่สุด คือ ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส์เดือนทะเล)

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบปริมาณความหนาแน่นรวม 443 ตัวต่อลูกบาศก์เมตร โดยแพลงก์ตอนสัตว์ที่มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ ไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) รองลงมา คือ ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) ส่วนกลุ่มที่มีสัดส่วนความชุกชุมน้อยที่สุด คือ ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) และไม่พบแพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส์เดือนทะเล) ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย) และไฟลัม Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)

ทั้งนี้ แพลงก์ตอนสัตว์ที่พบเป็นชนิดเด่นที่พบในพื้นที่โครงการอาทิตย์ คือ แพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) ชนิด *Actinophrys sol* และไฟลัม Arthropoda ในกลุ่ม Calanoid copepod ส่วนที่สถานีอ้างอิงเป็นกลุ่มเดียวกัน คือ แพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) ชนิด *Actinophrys sol*

ตารางที่ 3.3-3: ผลการศึกษาแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของ
โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558

แพลงก์ตอนสัตว์	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (15 สถานี)	สถานีอ้างอิง
จำนวน Phylum	Phylum	3-8	5
จำนวนชนิดจำแนกตามไฟลัม			
Phylum Protozoa (โปรโตซัว)	ชนิด	3-5	7
Phylum Coelenterata (แมงกะพรุน)		0-1	1
Phylum Chaetognatha (หนอนธนู)		1	1
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)		0-1	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)		1-7	4
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)		0-2	1
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)		0-3	0
Phylum Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)		0-2	0
จำนวนชนิดรวม		9-19	14
ชนิดเด่น	-	สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้องในกลุ่ม Calanoid copepodid และ โปรโตซัวชนิด <i>Actinophrys sol</i>	โปรโตซัวชนิด <i>Actinophrys sol</i>
ความหนาแน่นรวม (Density)			
Phylum Protozoa (โปรโตซัว)	ตัว/ลบ.ม.	81-688	214
Phylum Coelenterata (แมงกะพรุน)		0-12	4
Phylum Chaetognatha (หนอนธนู)		16-152	76
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)		0-22	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)		50-1,044	146
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)		0-148	3
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)		0-22	0
Phylum Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)		0-12	0
รวม		236-1,306	443

ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
แหล่งอาทิตย์ ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.3.2.4 ผลการศึกษาข้อมูลแพลงก์ตอนสัตว์ในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

แพลงก์ตอนสัตว์ที่พบจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์จำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) และสถานีอ้างอิง ที่ดำเนินการตามมาตรฐานติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal taxonomy) ได้รวม 8 ไฟลัม (Phylum) ประกอบด้วย

- ไฟลัม Protozoa (โพรโตซัว)
- ไฟลัม Coelenterata (แมงกะพรุน)
- ไฟลัม Chaetognatha (หนอนธนู)
- ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)
- ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)
- ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)
- ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)
- ไฟลัม Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)

ผลการศึกษาชนิดและปริมาณความหนาแน่นของแพลงก์ตอนสัตว์ ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-4 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ชนิดของแพลงก์ตอนสัตว์

ตัวอย่างแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์จำแนกได้ในช่วง 10-17 ชนิด โดยพบจำนวนชนิดในไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) มากที่สุด รองลงมา คือ ไฟลัม Protozoa (โพรโตซัว) ส่วนไฟลัม Coelenterata (แมงกะพรุน) ไฟลัม Chaetognatha (หนอนธนู) และไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล) พบจำนวนชนิดน้อยที่สุด

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบแพลงก์ตอนสัตว์รวม 19 ชนิด โดยพบจำนวนชนิดในไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) มากที่สุด รองลงมา คือ ไฟลัม Protozoa (โพรโตซัว) Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) และไฟลัม Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง) ที่พบจำนวนชนิดเท่ากัน

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของแพลงก์ตอนสัตว์

ตัวอย่างแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบปริมาณความหนาแน่นในช่วง 201-1,630 ตัวต่อลูกบาศก์เมตร โดยแพลงก์ตอนสัตว์ที่มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ ไฟลัม Protozoa (โพรโตซัว) รองลงมาคือไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) ส่วนกลุ่มที่มีสัดส่วนความชุกชุมน้อยที่สุด คือ ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบปริมาณความหนาแน่นรวม 1,438 ตัวต่อลูกบาศก์เมตร โดยแพลงก์ตอนสัตว์ที่มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ ไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) รองลงมา คือ ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) และไฟลัม Chaetognatha (หนอนธนู) ส่วนกลุ่มที่มีสัดส่วนความชุกชุมน้อยที่สุด คือ ไฟลัม Coelenterata (แมงกะพรุน) และ Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) โดยไม่พบแพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไส้เดือนทะเล)

ทั้งนี้ แพลงก์ตอนสัตว์ที่พบเป็นชนิดเด่นที่พบในพื้นที่โครงการอาทิตย์ คือ แพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว) ชนิด *Actinophrys sol* และไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง) ในกลุ่ม Calanoid copepod และที่สถานีอ้างอิง คือ แพลงก์ตอนสัตว์ในไฟลัม Protozoa (โปรโตซัว)

ตารางที่ 3.3-4: ผลการศึกษาแพลงก์ตอนสัตว์จากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565

แพลงก์ตอนสัตว์	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (8 สถานี)	สถานีอ้างอิง
จำนวน Phylum	Phylum	6-8	8
จำนวนชนิดจำแนกตามไฟลัม			
Phylum Protozoa (โปรโตซัว)	ชนิด	2-4	3
Phylum Coelenterata (แมงกะพรุน)		0-1	1
Phylum Chaetognatha (หนอนธนู)		1	1
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไส้เดือนทะเล)		0-1	5
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)		2-7	1
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)		1-2	3
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)		0-3	2
Phylum Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)		1-2	3
จำนวนชนิดรวม		10-17	19
ชนิดเด่น		สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้องในกลุ่ม Calanoid copepodid และโปรโตซัวชนิด <i>Actinophrys sol</i>	โปรโตซัวชนิด <i>Actinophrys sol</i>
ความหนาแน่นรวม (Density)			
Phylum Protozoa (โปรโตซัว)	ตัว/ลบ.ม.	15-1,392	1,156
Phylum Coelenterata (แมงกะพรุน)		0-24	4
Phylum Chaetognatha (หนอนธนู)		14-132	100
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไส้เดือนทะเล)		0-10	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)		88-875	116
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)		4-40	6
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)		0-55	40
Phylum Chordata (สัตว์มีกระดูกสันหลัง)		6-60	16
รวม		201-1,630	1,438

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

3.3.3 ลูกปลาวัยอ่อน

3.3.3.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.3.3.2 วิธีการศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อน

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี
- ผลการศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการแล้ว ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้ รวมจำนวน 8 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี

3.3.3.3 ผลการศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

ลูกปลาวัยอ่อนที่พบจากทั้งสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal taxonomy) ได้เป็น 15 อันดับ (Order) ได้แก่

- อันดับ Anguilliformes (กลุ่มปลาไหล)
- อันดับ Clupeiformes (กลุ่มปลาหลังเขียว)
- อันดับ Ophidiiformes (กลุ่มปลาที่มีครีบคู่ ปลาเพิร์ลฟิช)
- อันดับ Gadiformes (กลุ่มปลากูเรอ)
- อันดับ Lophiiformes (กลุ่มปลากบ และปลาดกเบ็ด)
- อันดับ Aulopiformes (กลุ่มปลาปากเข็ม)
- อันดับ Beryciformes (กลุ่มปลาข้าวเม่าน้ำลึก)
- อันดับ Gasterosteiformes (กลุ่มปลาม้าน้ำ และปลาปากแตร)
- อันดับ Belontiiformes (กลุ่มปลาเข็ม ปละปลากระทุงเหว)
- อันดับ Scorpaeniformes (กลุ่มปลาสิงโต)

- อันดับ Mugilliformes (กลุ่มปลากระบอก)
- อันดับ Perciformes (กลุ่มปลาแป้นแก้ว ปลาโอ ปลาสีกุน ปลาหมูสี ปลากระพงแดง และปลานุ่)
- อันดับ Gobiesociformes (กลุ่มปลาเกาะหิน)
- อันดับ Pleuronectiformes (กลุ่มปลาชีกเดียว)
- อันดับ Tetraodontiformes (กลุ่มปลาปักเป้า)

จากผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบจำนวนลูกปลาวัยอ่อนรวม 9-17 วงศ์ มีปริมาณความหนาแน่นรวมในช่วง 97-294 ตัวต่อ 1,000 ลูกบาศก์เมตร กลุ่มที่มีปริมาณความหนาแน่น หรือสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ อันดับ Perciformes (กลุ่มปลาแป้นแก้ว ปลาโอ ปลาสีกุน ปลาหมูสี ปลากระพงแดง และปลานุ่) รองลงมาเป็น อันดับ Clupeiformes (กลุ่มปลาหลังเขียว) โดยมีวงศ์เด่นที่พบ ได้แก่ วงศ์ Gobiidae

ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิง พบลูกปลาวัยอ่อน 8 วงศ์ และมีปริมาณความหนาแน่นรวม 385 ตัวต่อ 1,000 ลูกบาศก์เมตร กลุ่มที่มีปริมาณความหนาแน่นหรือสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด คือ อันดับ Clupeiformes (กลุ่มปลาหลังเขียว) โดยมีวงศ์เด่นที่พบ ได้แก่ วงศ์ Clupeidae

3.3.3.4 ผลการศึกษาข้อมูลลูกปลาวัยอ่อนในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

ลูกปลาวัยอ่อนที่พบจากทั้งสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์จำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) และสถานีอ้างอิง ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal taxonomy) ได้เป็น 17 อันดับ (Order) ได้แก่

- Anguilliformes (กลุ่มปลาไหล)
- Clupeiformes (กลุ่มปลาหลังเขียว)
- Aulopiformes (กลุ่มปลาปากเข็ม)
- Gadiformes (กลุ่มปลากระโทงแทง)
- Syngnatiiformes (กลุ่มปลาไม้จิ้มฟันจระเข้และม้าน้ำ)
- Carangiformes (กลุ่มปลาหางแข็ง)
- Perciformes (กลุ่มปลาแป้นแก้ว ปลาโอ ปลาสีกุน ปลาหมูสี ปลากระพงแดง และปลานุ่)
- Trachiniformes (กลุ่มปลาตาบเงิน)
- Scorpaeniformes (กลุ่มปลาสิงโต)
- Istiophoriformes (กลุ่มปลากระโทง)
- Scombriformes (กลุ่มปลาอินทรี)
- Callionymiformes (กลุ่มปลามังกรน้อย)
- Gobiiformes (กลุ่มปลานุ่)
- Pleuronectiformes (กลุ่มปลาชีกเดียว)
- Lophiiformes (กลุ่มปลากบ และปลาดกเบ็ด)
- Tetraodontiformes (กลุ่มปลาปักเป้า)
- Belontiiformes (กลุ่มปลาเข็ม และปลากระทุงเหว)

จากผลการเก็บตัวอย่างจากสถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบจำนวนลูกปลาวัยอ่อนรวม 13-21 วงศ์ และมีปริมาณความหนาแน่นรวมในช่วง 246-2,013 ตัวต่อ 1,000 ลูกบาศก์เมตร กลุ่มที่มีปริมาณความหนาแน่นหรือสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด อันดับ Gobiiformes (กลุ่มปลาปู) รองลงมาเป็น อันดับ Perciformes (กลุ่มปลาเป็นแก้ว ปลาโอ ปลาสีกุน ปลาหมูสี ปลากระพงแดง) และอันดับ Clupeiformes (กลุ่มปลาหลังเขียว) โดยมีวงศ์เด่นที่พบ ได้แก่ วงศ์ Gobiidae

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบจำนวนลูกปลาวัยอ่อนรวม 13-21 วงศ์ พบลูกปลาวัยอ่อนรวม 109 ตัวต่อ 1,000 ลูกบาศก์เมตร โดยกลุ่มที่มีความชุกชุมมากที่สุด คือ อันดับ Pleuronectiformes (กลุ่มปลาชีกเดียว) รองลงมาเป็นอันดับ Perciformes (กลุ่มปลาเป็นแก้ว ปลาโอ ปลาสีกุน ปลาหมูสี ปลากระพงแดง) และอันดับ Carangiformes (กลุ่มปลาหางแข็ง) โดยมีวงศ์เด่นที่พบ ได้แก่ วงศ์ Bothidae

3.3.4 สัตว์หน้าดิน

3.3.4.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดินในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยรวบรวมข้อมูลจากการทบทวนข้อมูลทุติยภูมิที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ เพื่อประเมินสถานภาพปัจจุบันในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งมีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน และหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะมีการดำเนินการต่อเนื่องจนสิ้นสุดระยะเวลาของโครงการฯ

3.3.4.2 วิธีการศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดิน

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีรายละเอียดวิธีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์ผลในภาคผนวกที่ 3.2-1 โดยสรุปข้อมูลสัตว์หน้าดินในพื้นที่โครงการอาทิตย์ออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่

- ผลการศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดินในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 จากตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ณ บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ จำนวน 15 สถานี และสถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)
- ผลการศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดินตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 จากสถานีเก็บตัวอย่างบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการแล้ว ได้แก่ แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตจำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ที่ระยะห่าง 100, 500 และ 1,000 เมตร รวมจำนวน 40 สถานี และ สถานีอ้างอิงจำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นสถานีเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล (รูปที่ 3.2-6)

3.3.4.3 ผลการศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดินในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์

สัตว์หน้าดินที่พบจากทั้งสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal Taxonomy) ได้เป็น 5 ไฟลัม ได้แก่

- ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไล่เดือนทะเล)
- ไฟลัม Nemertea (หนอนริบบิ้น)
- ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง)
- ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)
- ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)

ผลการศึกษาชนิดและปริมาณความหนาแน่นของสัตว์หน้าดิน ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-5 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ชนิดของสัตว์หน้าดิน

จากผลการเก็บตัวอย่างพบจำนวนวงศ์ของสัตว์หน้าดินระหว่าง 3-7 วงศ์ โดยกลุ่มที่พบจำนวนชนิดมากที่สุด คือ ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไล่เดือนทะเล) รองลงมา คือ ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) และไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) ตามลำดับ

ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิง พบสัตว์หน้าดินรวม 3 วงศ์ ซึ่งประกอบด้วย ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไล่เดือนทะเล) ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) และไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย) จำนวนไฟลัมละ 1 วงศ์

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของสัตว์หน้าดิน

จากผลการเก็บตัวอย่างบริเวณตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ พบสัตว์หน้าดินอยู่ในช่วง 30-87 ตัวต่อตารางเมตร โดยสัตว์หน้าดินในไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) และไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไล่เดือนทะเล) มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุดใกล้เคียงกัน รองลงมาคือ ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบสัตว์หน้าดิน 33 ตัวต่อตารางเมตร โดยสัตว์หน้าดินในไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือ ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ไล่เดือนทะเล) และไม่พบสัตว์หน้าดินในไฟลัม Nemertea (หนอนริบบิ้น) และไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)

ตารางที่ 3.3-5: ผลการศึกษาสัตว์หน้าดินจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรม
ของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2558

ข้อมูลการศึกษา	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (15 สถานี)	สถานีอ้างอิง
จำนวนชนิด			
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)	ชนิดต่อตัวอย่าง	1-4	1
Phylum Nemertea (หนอนริบบิ้น)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-1	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-3	1
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-2	0
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-1	1
รวมทั้งหมด	ชนิดต่อตัวอย่าง	3-7	3
ปริมาณความหนาแน่น			
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)	ตัวต่อตารางเมตร	10-47	10
Phylum Nemertea (หนอนริบบิ้น)	ตัวต่อตารางเมตร	0-3	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)	ตัวต่อตารางเมตร	0-47	20
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)	ตัวต่อตารางเมตร	0-30	0
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)	ตัวต่อตารางเมตร	0-10	3
รวม	ตัวต่อตารางเมตร	30-87	33

ที่มา: รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์
ระยะที่ 2 แปลง 14A, 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งได้รับความเห็นชอบในปี พ.ศ. 2559

3.3.4.4 ผลการศึกษาข้อมูลสัตว์หน้าดินในบริเวณที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์แล้ว

สัตว์หน้าดินที่พบจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์จำนวน 3 แท่น (AWP1N, AWP8 และ AWP29) และสถานีอ้างอิง ที่ดำเนินการตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 สามารถจำแนกตามหลักอนุกรมวิธานสัตว์ (Animal taxonomy) ได้รวม 5 ไฟลัม (Phylum) ประกอบด้วย

- ไฟลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)
- ไฟลัม Nemertea (หนอนริบบิ้น)
- ไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง)
- ไฟลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)
- ไฟลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)

ผลการศึกษาชนิดและปริมาณความหนาแน่นของสัตว์หน้าดิน ในภาพรวมจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณใกล้แท่นผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง แสดงดังตารางที่ 3.3-6 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

ชนิดของสัตว์หน้าดิน

จากผลการเก็บตัวอย่างพบจำนวนชนิดของสัตว์หน้าดินในช่วง 2-12 ชนิดต่อตัวอย่าง โดยโพลัมที่พบจำนวนชนิดมากที่สุด คือ โพลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล) รองลงมา คือ โพลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) โดยโพลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) และโพลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย) มีจำนวนชนิดเท่ากัน

ส่วนที่บริเวณสถานีอ้างอิง พบจำนวนชนิดของสัตว์หน้าดินในช่วง 2-8 ชนิดต่อตัวอย่าง โดยโพลัมที่พบจำนวนชนิดมากที่สุด คือ โพลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล) รองลงมา คือ โพลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) โดยไม่พบสัตว์หน้าดินในโพลัม Nemertea (หนอนริบบิ้น) และโพลัม Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)

ปริมาณความหนาแน่นและความชุกชุมของสัตว์หน้าดิน

จากผลการเก็บตัวอย่างบริเวณตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ พบสัตว์หน้าดินมีปริมาณความหนาแน่นอยู่ในช่วง 20-1,230 ตัวต่อตารางเมตร โดยสัตว์หน้าดินในโพลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล) มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด

ส่วนที่สถานีอ้างอิง พบสัตว์หน้าดิน 40-80 ตัวต่อตารางเมตร โดยสัตว์หน้าดินในโพลัม Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล) มีสัดส่วนความชุกชุมมากที่สุด รองลงมาคือ โพลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) และโพลัม Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม) ที่มีสัดส่วนความชุกชุมใกล้เคียงกัน

ตารางที่ 3.3-6: ผลการศึกษาสัตว์หน้าดินจากสถานีเก็บตัวอย่างในบริเวณแท่นผลิตและแท่นหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิง ในปี พ.ศ. 2565

ข้อมูลที่ศึกษา	หน่วย	สถานีในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (40 สถานี)	สถานีอ้างอิง
จำนวนชนิด			
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)	ชนิดต่อตัวอย่าง	1-7	1-5
Phylum Nemertea (หนอนริบบิ้น)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-1	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-6	0-3
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-3	0-1
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)	ชนิดต่อตัวอย่าง	0-3	0
รวมทั้งหมด	ชนิดต่อตัวอย่าง	2-12	2-8
ปริมาณความหนาแน่น			
Phylum Annelida (หนอนที่มีข้อปล้อง ใส้เดือนทะเล)	ตัวต่อตารางเมตร	10-930	20-50
Phylum Nemertea (หนอนริบบิ้น)	ตัวต่อตารางเมตร	0-20	0
Phylum Arthropoda (สัตว์ที่มีรยางค์เป็นข้อปล้อง)	ตัวต่อตารางเมตร	0-130	0-30
Phylum Echinodermata (สัตว์ที่มีผิวหนาม)	ตัวต่อตารางเมตร	0-30	0-20
Phylum Mollusca (สัตว์จำพวกหอย)	ตัวต่อตารางเมตร	0-500	0
รวม	ตัวต่อตารางเมตร	20-1,230	40-80

ที่มา: รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

3.3.5 สัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์

3.3.5.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ภายในพื้นที่อ่าวไทยตอนล่าง โดยหัวข้อที่ศึกษา คือ ชนิดที่พบ การกระจายของถิ่นที่อยู่อาศัย แหล่งอาหาร และสถานภาพของสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ 3 กลุ่ม คือ 1) เต่าทะเล 2) พะยูน และ 3) วาฬและโลมา ซึ่งทั้งหมดถูกจัดเป็นสัตว์ป่าสงวนและคุ้มครองตามพระราชบัญญัติสงวนและคุ้มครองสัตว์ป่า พ.ศ. 2535 และถูกจัดอยู่ในบัญชีรายชื่อของอนุสัญญาว่าด้วยการค้าระหว่างประเทศซึ่งชนิดสัตว์ป่าและพืชป่าที่ใกล้สูญพันธุ์ หรือ ซีเตส (Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora หรือ CITES)

3.3.5.2 วิธีการศึกษา

ศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับผลการสำรวจ และรายงานการพบสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ในบริเวณอ่าวไทยของหน่วยงานต่างๆ ได้แก่

- คลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://km.dmr.go.th>, สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566)
- ศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล กองทัพเรือ (<https://www.acdc.navy.mi.th/>, สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566)
- รายงานประจำปี 2563 กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง
- รายงานสถานการณ์ด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง และการกัดเซาะชายฝั่งของประเทศ พ.ศ. 2564 (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, 2566)
- บันทึกการพบเห็นสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ในระหว่างที่ดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล ตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมภายในพื้นที่โครงการอาทิตย์ (รูปที่ 3.3-1) ที่ระบุไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

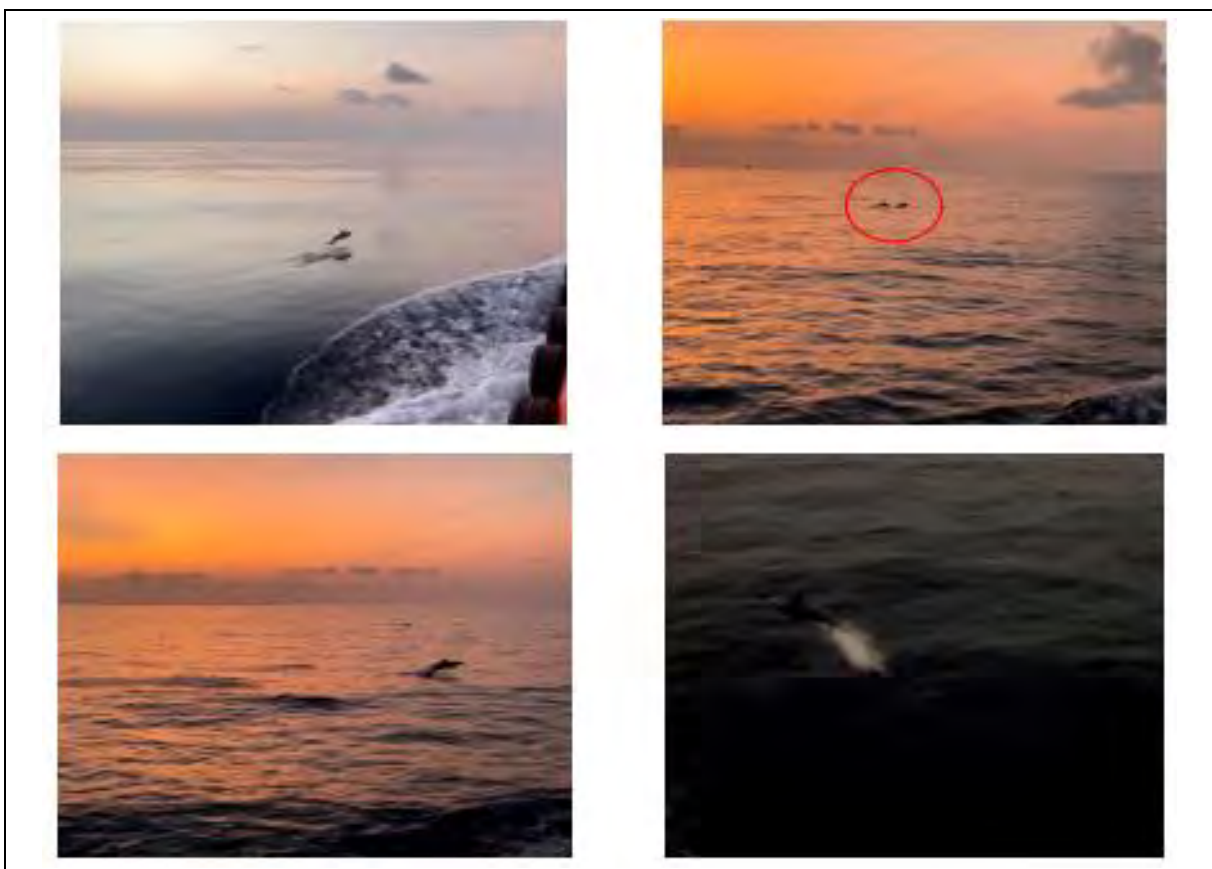
3.3.5.3 ผลการศึกษา

จากการศึกษารวบรวมข้อมูลสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, 2565) ทั้งนี้ เพื่อพิจารณาระยะห่างจากพื้นที่โครงการอาทิตย์และโอกาสที่จะได้รับผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ แสดงให้เห็นว่าในพื้นที่โครงการอาทิตย์ไม่มีแหล่งอาศัยที่สำคัญของสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ (ได้แก่ เต่าทะเล พะยูน วาฬและโลมา) และไม่มีพื้นที่ซึ่งเป็นระบบนิเวศที่อ่อนไหว (ได้แก่ แหล่งปะการัง หญ้าทะเล) รวมถึงพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม และพื้นที่โครงการฯ มีระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหวต่างๆ ข้างต้นค่อนข้างมากซึ่งไม่อยู่ในขอบเขตที่ผลกระทบจากโครงการฯ มีโอกาสครอบคลุมไปถึง สรุปได้ดังนี้

- เต่าทะเล มีพื้นที่แหล่งวางไข่ที่สำคัญ ได้แก่ เกาะคราม จังหวัดชลบุรี และ เกาะกระ จังหวัดนครศรีธรรมราช โดยเกาะกระซึ่งมีระยะห่างจากขอบของพื้นที่โครงการอาทิตย์น้อยที่สุดมีระยะห่างประมาณ 130 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 3.3-2

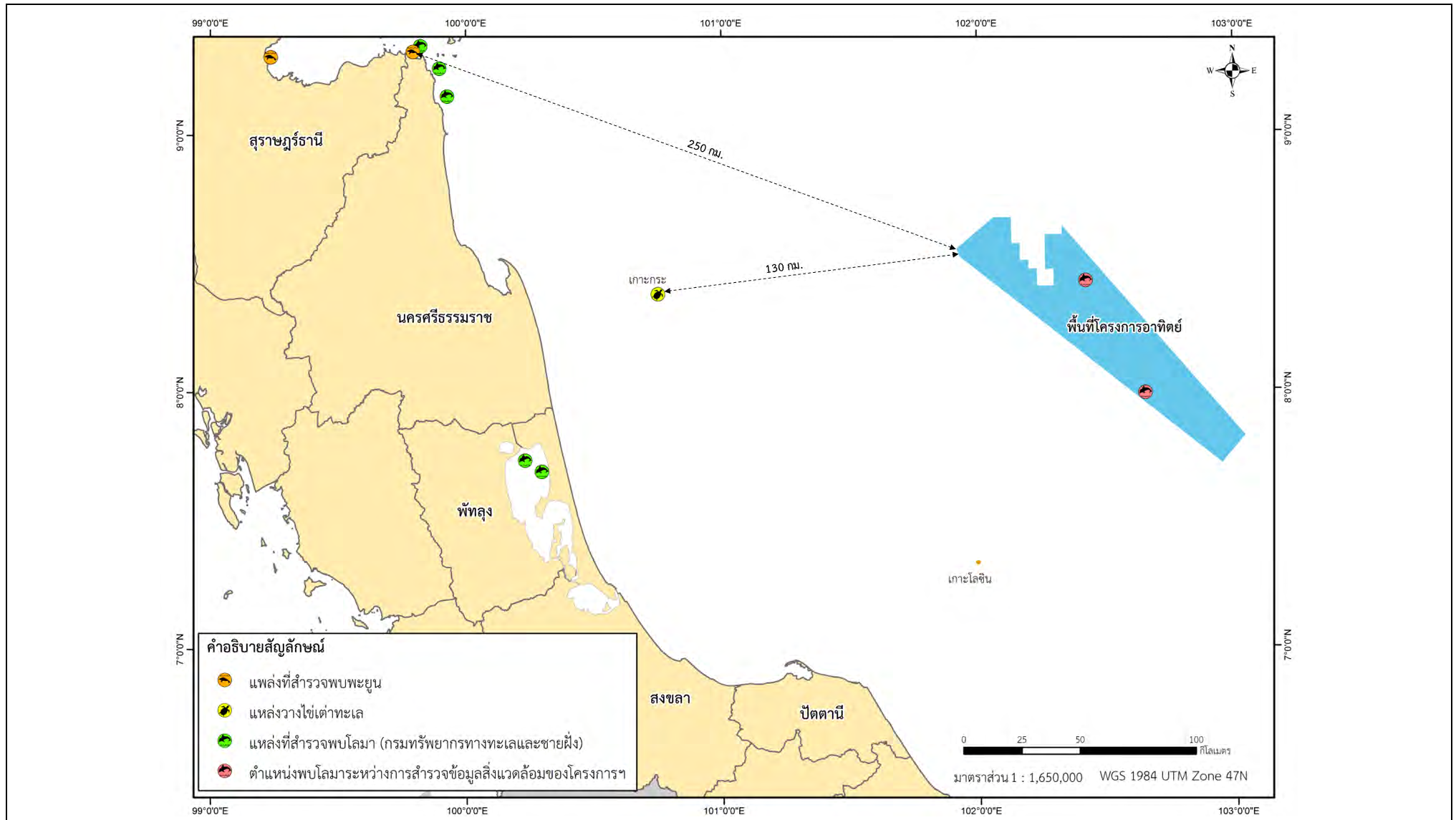
- จากการทบทวนข้อมูลในรายงานสถานการณ์ด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง และการกีดเซาะชายฝั่งของประเทศ พ.ศ. 2564 (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, 2566) พบว่า มีรายงานการพบพะยูนในพื้นที่อ่าวทุ่งคา จังหวัดชุมพร จำนวน 4 ตัว อ่าวบ้านดอน จังหวัดสุราษฎร์ธานี จำนวน 4 ตัว และอ่าวเตล็ด จังหวัดนครศรีธรรมราช จำนวน 5 ตัว หลังจากที่มีการสำรวจในปี พ.ศ. 2561 ไม่พบ โดยพื้นที่พบพะยูนที่อยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด คือ บริเวณอ่าวเตล็ด จังหวัดนครศรีธรรมราช ซึ่งมีระยะห่างจากพื้นที่โครงการอาทิตย์ ประมาณ 250 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 3.3-2
- วาฬและโลมา ส่วนใหญ่อาศัยอยู่ในเขตทะเลลึก ซึ่งปัจจุบันจึงยังไม่มีข้อมูลการสำรวจจำนวนที่ชัดเจน โดยข้อมูลที่มีอยู่จะเป็นข้อมูลเฉพาะวาฬและโลมาที่อาศัยชายฝั่งที่อยู่ประจำที่ ดังนั้น จึงไม่มีข้อมูลหัตถ์ภูมิที่เกี่ยวข้องกับการแพร่กระจายของวาฬและโลมาในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ซึ่งอยู่ในบริเวณกลางอ่าวไทยและค่อนข้างไกลจากชายฝั่ง อย่างไรก็ตาม ในระหว่างการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในบริเวณพื้นที่โครงการฯ ที่ผ่านมาได้พบเห็นฝูงโลมาเป็นครั้งคราว เช่น ในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และสถานีอ้างอิงสามารถบันทึกข้อมูลการพบโลมา บริเวณเส้นทางระหว่างแท่นหลุมผลิต AWP8 และ AWP29 โดยสำรวจพบเมื่อวันที่ 9 และ 10 เมษายน 2565 บริเวณใกล้แท่นหลุมผลิต AWP29 และวันที่ 18 เมษายน 2565 บริเวณใกล้แท่นหลุมผลิต AWP8 จำนวนประมาณ 8-10 ตัวต่อครั้ง ดังแสดงในรูปที่ 3.3-1 และแสดงตำแหน่งที่พบในรูปที่ 3.3-2

รูปที่ 3.3-1: การพบโลมาในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล



ที่มา: บริษัท เอส ที เอส กรีน จำกัด (2565)

รูปที่ 3.3-2: ตำแหน่งที่พบเห็นสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ และระยะห่างจากขอบของพื้นที่โครงการอาทิตย์



ที่มา: ดัดแปลงจากคลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลชายฝั่ง ของกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://km.dmcr.go.th>) สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566 และรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3.3.6 ระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม

3.3.6.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาอยู่ในพื้นที่อ่าวไทยตอนกลางและตอนล่าง โดยระบบนิเวศที่ศึกษา ได้แก่ แนวปะการัง แหล่งหญ้าทะเล พื้นที่ป่าชายเลน พื้นที่ชุ่มน้ำ อุทยานแห่งชาติทางทะเล เขตพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม และเขตพื้นที่คุ้มครองทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ทั้งนี้ เพื่ออธิบายความสำคัญ สถานภาพในปัจจุบัน รวมถึงตำแหน่งที่ตั้ง และระยะห่างจากพื้นที่โครงการฯ

3.3.6.2 วิธีการศึกษา

ศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองของหน่วยงานต่างๆ ได้แก่

- คลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://km.dmc.go.th> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566)
- รายงานการสำรวจและประเมินสถานภาพและศักยภาพทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ปะการังและหญ้าทะเล ปี 2558 (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, 2558)
- รายงานประจำปี 2563 กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง
- รายงานสถานการณ์ด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง และการกัดเซาะชายฝั่งของประเทศ พ.ศ. 2564 (กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, 2566)
- ข้อมูลพื้นที่ชุ่มน้ำของประเทศไทย ของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (<http://wetland.onep.go.th/ramsarsites.html> สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566)
- เอกสารชุดพื้นที่คุ้มครองทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://dmcrth.dmc.go.th/mcrp/> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565)

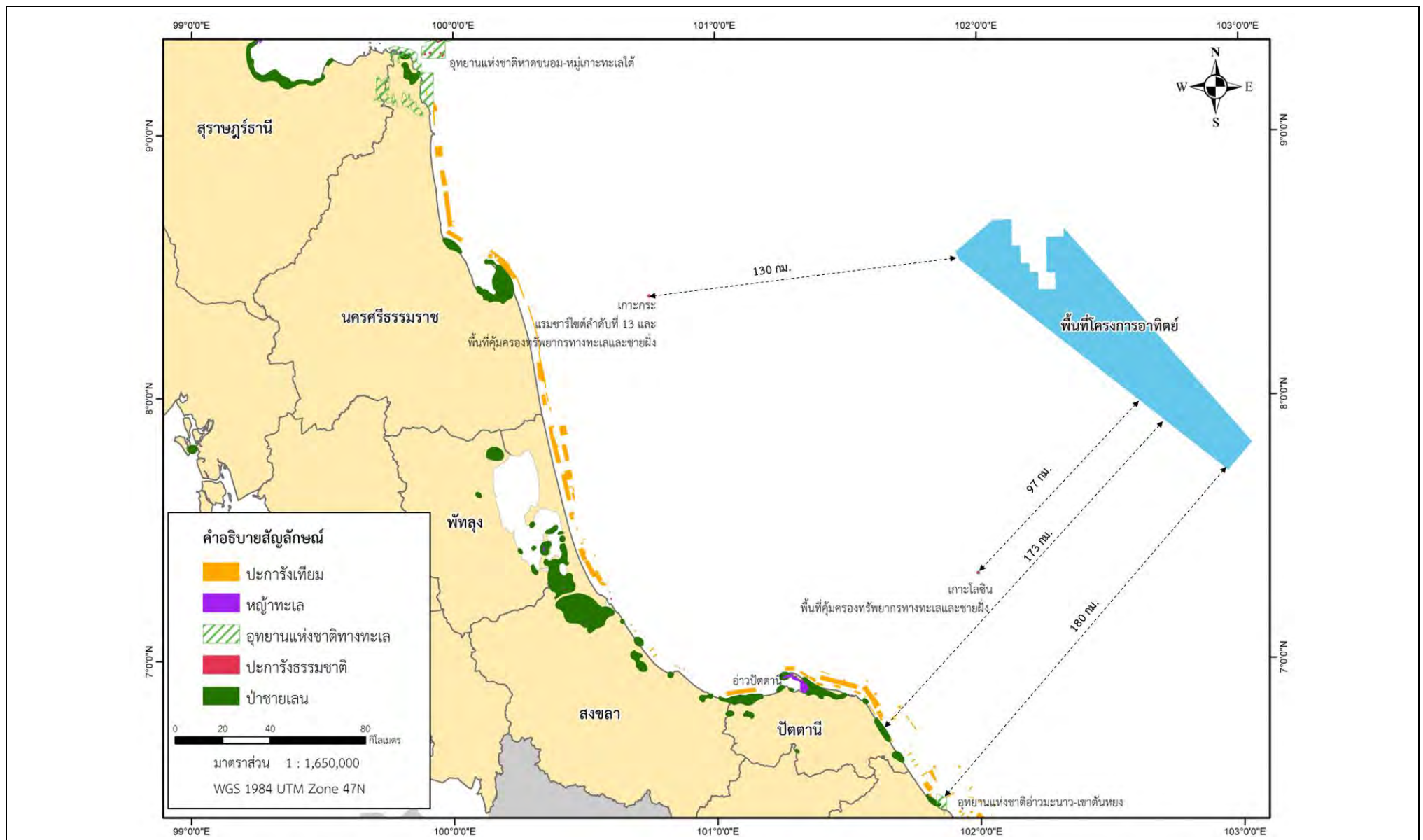
3.3.6.3 ผลการศึกษา

จากการศึกษารวบรวมข้อมูลจากแหล่งต่างๆ ข้างต้น เพื่อพิจารณาระยะห่างจากพื้นที่โครงการอาทิตย์ และโอกาสที่จะได้รับผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ แสดงให้เห็นว่าในพื้นที่โครงการอาทิตย์ไม่มีพื้นที่ซึ่งเป็นระบบนิเวศที่อ่อนไหว (ได้แก่ แหล่งปะการัง หญ้าทะเล) รวมถึงพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม และพื้นที่โครงการฯ มีระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหวต่างๆ ข้างต้น ค่อนข้างมาก ซึ่งไม่อยู่ในขอบเขตที่ผลกระทบจากโครงการฯ มีโอกาสครอบคลุมไปถึง สรุปได้ดังนี้

- พื้นที่โครงการอาทิตย์ มีระยะห่างจากพื้นที่ที่มีระบบนิเวศที่อ่อนไหว เช่น ปะการัง ป่าชายเลน หญ้าทะเล พื้นที่ชุ่มน้ำ และอุทยานแห่งชาติทางทะเล ที่โดยทั่วไปมักพบอยู่ตามแนวชายฝั่งทะเล และเกาะ โดยมีระบบนิเวศที่อ่อนไหว ซึ่งอยู่ใกล้กับที่ตั้งโครงการฯ มากที่สุด คือ เกาะโลซิน จังหวัดปัตตานี ห่างไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ เป็นระยะทางประมาณ 97 กิโลเมตร และอุทยานแห่งชาติอ่าวมะนาว-เขาดันหยง ซึ่งตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดนราธิวาส ห่างไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ เป็นระยะทางประมาณ 180 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 3.3-3

- พื้นที่โครงการอาทิตย์ ไม่ได้ตั้งอยู่ในพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม ที่ประกาศโดยอาศัยอำนาจตามความในมาตรา 43-45 ของพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535
- พื้นที่โครงการอาทิตย์ ไม่ได้ตั้งอยู่ในพื้นที่คุ้มครองทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ที่ประกาศโดยอาศัยอำนาจตามความในมาตรา 4 และมาตรา 20 ของพระราชบัญญัติส่งเสริมการบริหารจัดการทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง พ.ศ. 2558 โดยพื้นที่คุ้มครองทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ที่อยู่ใกล้กับที่ตั้งโครงการฯ มากที่สุด ได้แก่ เกาะโลซิน จังหวัดปัตตานี ห่างไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้เป็นระยะทางประมาณ 97 กิโลเมตร ดังแสดงในรูปที่ 3.3-3

รูปที่ 3.3-3: ตำแหน่งพื้นที่อ่อนไหวและระยะห่างจากที่ตั้งโครงการฯ และระยะห่างจากขอบของพื้นที่โครงการอาทิตย์



ที่มา: ดัดแปลงจากคลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง ของกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (<https://km.dmc.go.th> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566)

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3.4 คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์

3.4.1 การประมง

3.4.1.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลการประมงในรายงานฉบับนี้ มีขอบเขตของพื้นที่ศึกษาของแต่ละหัวข้อโดยสรุปดังนี้

- การศึกษาเขตการประมง มีขอบเขตพื้นที่การศึกษาในระดับภาพรวมของอ่าวไทย
- การศึกษาข้อมูลเครื่องมือประมง และจำนวนเรือประมงพาณิชย์ มีขอบเขตพื้นที่การศึกษาใน 2 ระดับ คือ ในระดับภาพรวมของจังหวัดชายฝั่งอ่าวไทย และในระดับจังหวัดที่มีกลุ่มประมงพาณิชย์ซึ่งมีโอกาสเข้าไปใช้พื้นที่โครงการฯ เพื่อทำการประมง ได้แก่ จังหวัดปัตตานี
- การศึกษาข้อมูลการลงแรงประมง มีขอบเขตพื้นที่การศึกษาในแหล่งการทำประมงทะเลที่ 5
- การศึกษาชนิดและปริมาณสัตว์น้ำจากการทำประมงพาณิชย์ มีขอบเขตพื้นที่ศึกษาในแหล่งการทำประมงทะเลที่ 5
- การศึกษาข้อมูลการทำประมงรายจังหวัด ประกอบด้วย จำนวนเรือประมงที่จดทะเบียน เครื่องมือทำประมง โดยมีขอบเขตการศึกษาในพื้นที่จังหวัดที่มีกลุ่มผู้ประกอบการมีโอกาสเข้าไปใช้ประโยชน์ในบริเวณพื้นที่โครงการฯ เพื่อการทำประมงพาณิชย์ ได้แก่ จังหวัดปัตตานี

3.4.1.2 วิธีการศึกษา

ศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการทำประมงของหน่วยงานต่างๆ ได้แก่

- รายงานสถิติปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ 2564 (กรมประมง, 2565)
- สถิติเรือประมงไทยปี 2565 (กรมประมง, 2565)
- สถิติปริมาณและมูลค่าสัตว์น้ำเค็มขึ้นท่ารายจังหวัด ประจำปี 2564 (กรมประมง, 2565)
- กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการประมง โดยกองกฎหมาย กรมประมง (<https://www.fisheries.go.th/law/> สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566)

3.4.1.3 ผลการศึกษาจากการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ

3.4.1.3.(1) เขตการประมงทะเลในอ่าวไทย

พระราชกำหนดการประมง พ.ศ. 2558 และพระราชกำหนดการประมง (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2560 ได้กำหนดให้มีการแบ่งเขตการประมงทะเลออกเป็น 2 เขต ได้แก่ เขตการประมงทะเลชายฝั่ง และเขตประมงทะเลนอกชายฝั่ง โดยกำหนดนิยามไว้ดังนี้

- **เขตการประมงทะเลชายฝั่ง** ได้แก่ เขตที่จับสัตว์น้ำในทะเลที่อยู่ภายในน่านน้ำไทย นับจากแนวชายฝั่งทะเลออกไป 3 ไมล์ทะเล ทั้งนี้ ในกรณีที่มีความจำเป็นเพื่อประโยชน์ในการบริหารจัดการทรัพยากรสัตว์น้ำ ให้รัฐมนตรีมีอำนาจออกกฎกระทรวงกำหนดให้เขตทะเลชายฝั่งในบริเวณใด มีระยะนับจากแนวชายฝั่งทะเลออกไปน้อยหรือมากกว่า 3 ไมล์ทะเลก็ได้ แต่ต้องไม่น้อยกว่า 1.5 ไมล์ทะเล และไม่เกิน 12 ไมล์ทะเล
- **เขตประมงทะเลนอกชายฝั่ง** ได้แก่ เขตที่จับสัตว์น้ำในทะเลที่อยู่ภายในน่านน้ำไทยนับจากด้านที่ติดกับเขตการประมงทะเลชายฝั่ง ออกไปจนสุดเขตน่านน้ำไทย

รวมทั้งได้กำหนดให้ใช้เครื่องมือทำการประมงที่ได้รับใบอนุญาต ทั้งในเขตการประมงทะเลชายฝั่ง และเขตประมงทะเลนอกชายฝั่ง โดยกำหนดประเภทของการทำประมงทะเลเป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

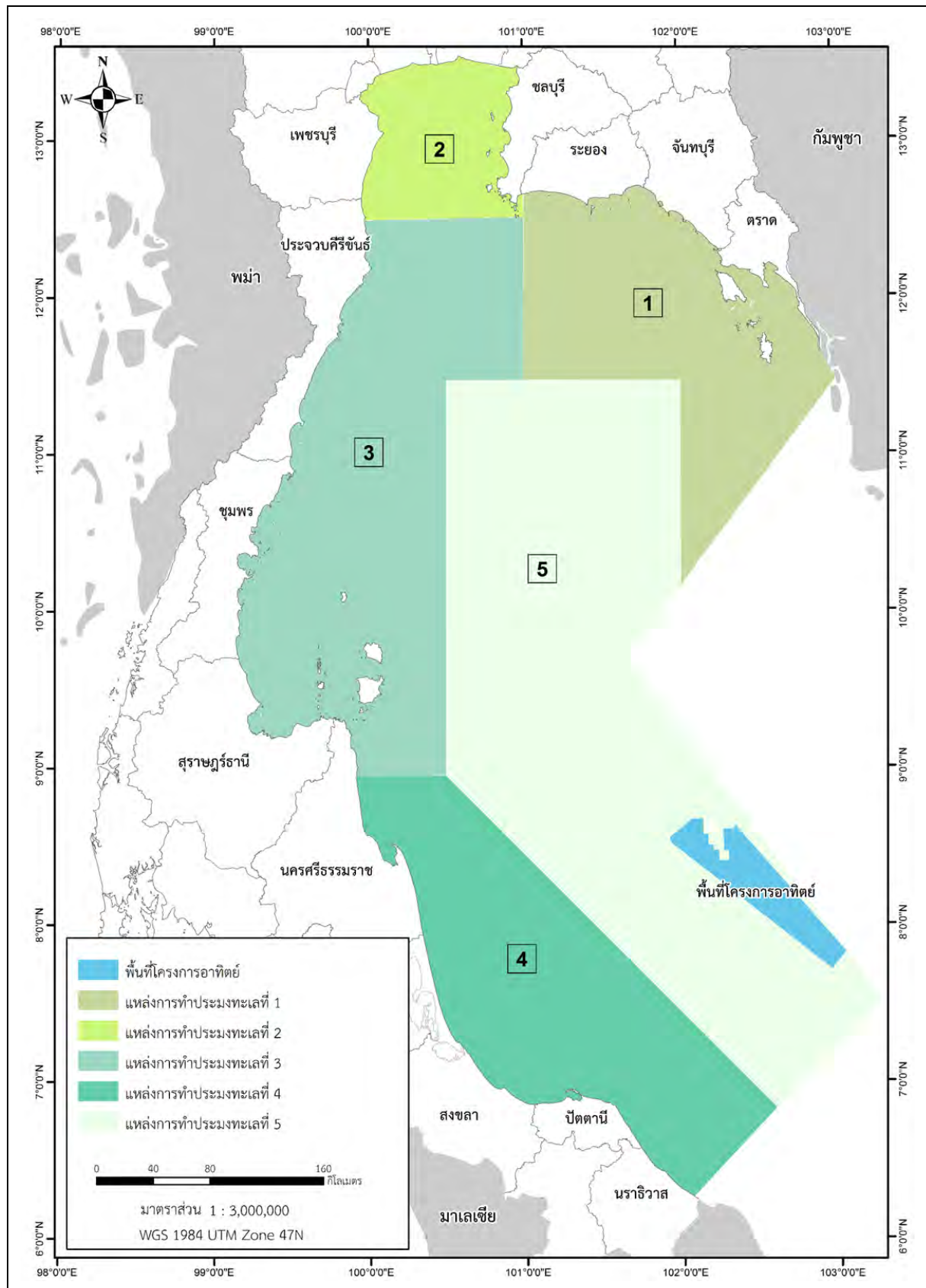
- **ประมงพื้นบ้าน** หมายถึง การทำการประมงในเขตทะเลชายฝั่งไม่ว่าจะใช้เรือประมง หรือใช้เครื่องมือโดยไม่ใช้เรือประมง ทั้งนี้ ที่มีใช้เป็นประมงพาณิชย์ โดยมีข้อกำหนดห้ามมิให้ผู้ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพื้นบ้านทำการประมงในเขตทะเลนอกชายฝั่ง
- **ประมงพาณิชย์** หมายถึง การทำการประมงโดยใช้เรือประมงที่มีขนาดตั้งแต่ 10 ตันกรอสขึ้นไป หรือที่ใช้เครื่องยนต์มีกำลังแรงม้าถึงขนาดที่รัฐมนตรีประกาศกำหนด (ตั้งแต่ 280 แรงม้าขึ้นไป) หรือใช้เรือประมงโดยมีหรือใช้เครื่องมือทำการประมงตามประเภท วิธี จำนวนแรงงานที่ใช้ หรือลักษณะการทำการประมงตามที่รัฐมนตรีประกาศกำหนด และให้หมายความรวมถึงการใช้เรือประมงดังกล่าวทำการแปรรูปสัตว์น้ำไม่ว่าจะมีการทำการประมงด้วยหรือไม่ก็ตาม โดยมีข้อกำหนดห้ามมิให้ผู้ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ ทำการประมงในเขตทะเลชายฝั่ง

นอกจากนี้ กรมประมงยังได้แบ่งแหล่งทำประมงในน่านน้ำไทย เพื่อใช้สำหรับการจัดทำข้อมูลสถิติการทำประมงพาณิชย์ ดังแสดงในรูปที่ 3.4-1 โดยแบ่งแหล่งการทำประมงทะเลในฝั่งอ่าวไทยเป็น 5 แหล่ง ดังนี้

- **แหล่งการทำประมงทะเลที่ 1** ประกอบด้วย ทะเลที่อยู่ในอาณาเขตของจังหวัดตราด จันทบุรี และระยอง
- **แหล่งการทำประมงทะเลที่ 2** ประกอบด้วย ทะเลที่อยู่ในอาณาเขตของจังหวัดชลบุรี ฉะเชิงเทรา สมุทรปราการ กรุงเทพมหานคร สมุทรสงคราม สมุทรสาคร และเพชรบุรี
- **แหล่งการทำประมงทะเลที่ 3** ประกอบด้วย ทะเลที่อยู่ในอาณาเขตจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร และสุราษฎร์ธานี
- **แหล่งการทำประมงทะเลที่ 4** ประกอบด้วย ทะเลที่อยู่ในอาณาเขตของจังหวัดนครศรีธรรมราช สงขลา ปัตตานี และนราธิวาส
- **แหล่งการทำประมงทะเลที่ 5** ประกอบด้วย ทะเลที่อยู่ในบริเวณกลางอ่าวไทย มีอาณาเขตติดต่อกับเส้นแบ่งเขตเศรษฐกิจจำเพาะของประเทศมาเลเซีย เวียดนาม และกัมพูชา

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาข้อมูลเขตการทำประมงและแหล่งทำประมงทะเลข้างต้น พบว่า พื้นที่โครงการอาทิตย์ ตั้งอยู่ในเขตประมงทะเลนอกชายฝั่ง โดยอยู่ในแหล่งการทำประมงทะเลที่ 5 บริเวณกลางอ่าวไทย ซึ่งพื้นที่การทำประมงของกลุ่มประมงพาณิชย์

รูปที่ 3.4-1: แหล่งการทำประมงทะเลในน่านน้ำไทยฝั่งอ่าวไทย และพื้นที่ดำเนินงานของโครงการฯ



ที่มา: กรมประมง (2566)

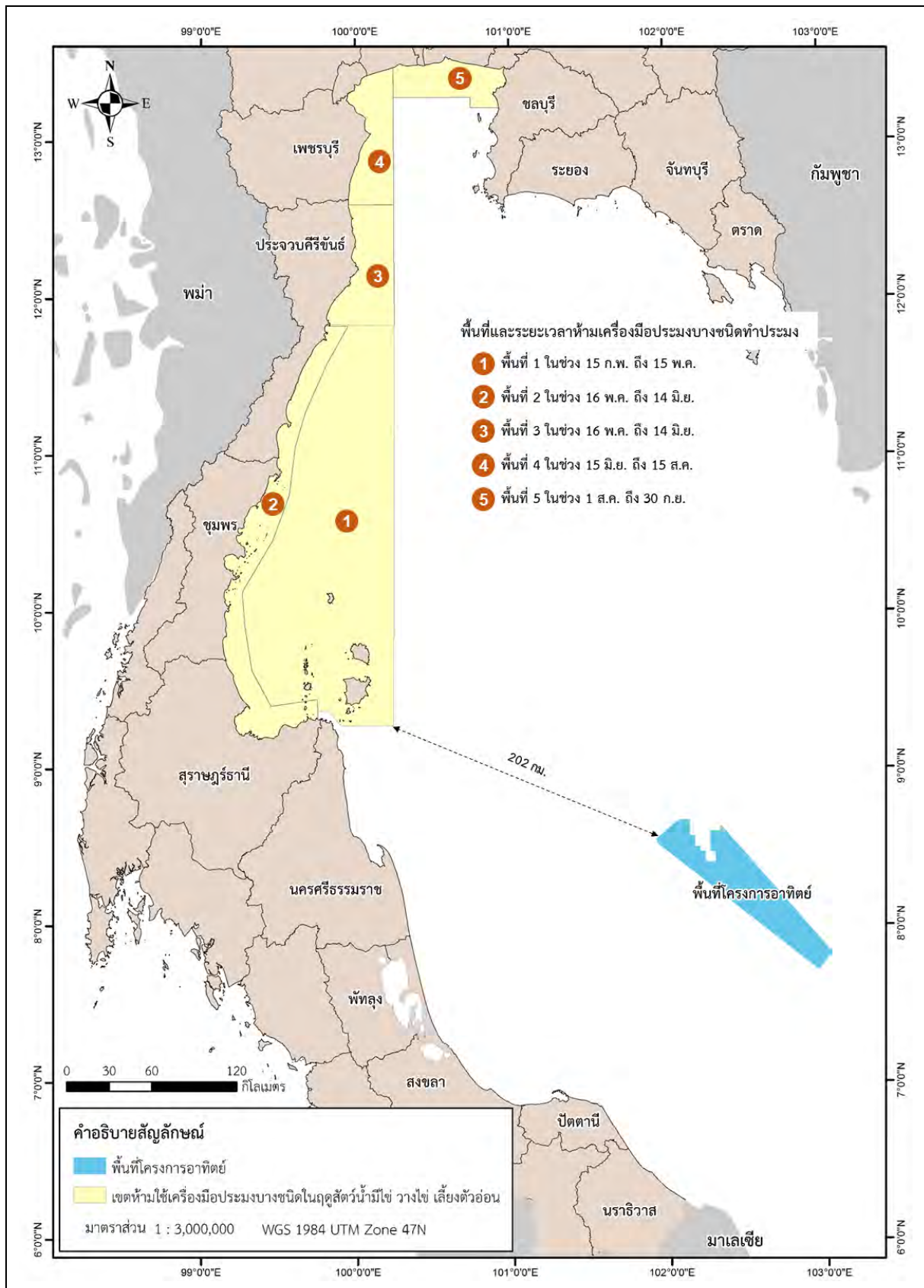
3.4.1.3.(2) การกำหนดพื้นที่และระยะเวลาฤดูสัตว์น้ำมีไข่ วางไข่ และเลี้ยงตัวอ่อน

เนื่องจากมีข้อมูลทางวิชาการและงานวิจัยของกรมประมงแสดงให้เห็นว่า บริเวณทะเลอ่าวไทยตอนบน และอ่าวไทยตอนใน เป็นแหล่งทรัพยากรสัตว์น้ำที่อุดมสมบูรณ์ รวมถึงเป็นแหล่งปลาที่ขึ้นซึ่งเป็นสัตว์น้ำที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจ โดยเป็นแหล่งที่มีสัตว์น้ำขนาดก่อนเริ่มสืบพันธุ์เป็นสัดส่วนสูงอยู่ในหลายช่วงเวลา และหลายพื้นที่ โดยเฉพาะแนวชายฝั่ง ดังนั้น เพื่อป้องกันไม่ให้อแม่พันธุ์สัตว์น้ำและสัตว์น้ำวัยอ่อนถูกจับมากเกินไปจนกระทบต่อการรักษาปริมาณสัตว์น้ำในอ่าวไทย กระทรวงเกษตรและสหกรณ์จึงออกประกาศเพื่อกำหนดเขตสำหรับห้ามทำประมงของเครื่องมือประมงบางชนิด ในแต่ละพื้นที่ ในแต่ละช่วงเวลา ดังแสดงในรูปที่ 3.4-2 สรุปได้ดังนี้

- **บริเวณอ่าวไทยตอนกลาง (จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร และสุราษฎร์ธานี)** ห้ามใช้เครื่องมือบางประเภททำประมงในพื้นที่รวม 27,000 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่ ❶ ในรูปที่ 3.4-2) ในระหว่างวันที่ 15 กุมภาพันธ์ ถึง 15 พฤษภาคม ของทุกปี และในเขตพื้นที่ระยะจากฝั่งประมาณ 7 ไมล์ทะเล ครอบคลุมพื้นที่ 5,300 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่ ❷ ในรูปที่ 3.4-2) ในระหว่างวันที่ 16 พฤษภาคม ถึง 14 มิถุนายน ของทุกปี (ตามประกาศกรมประมง เรื่อง กำหนดพื้นที่และระยะเวลาฤดูสัตว์น้ำมีไข่ วางไข่ เลี้ยงตัวอ่อน ในที่จับสัตว์น้ำบางส่วนของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร และสุราษฎร์ธานี พ.ศ. 2561 ลงวันที่ 31 มกราคม 2561)
- **บริเวณใกล้ชายฝั่งบางส่วนของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์** ห้ามใช้เครื่องมือประมงบางประเภทในพื้นที่ตั้งแต่ปลายแหลมเขาม่องไล่ถึงอำเภอบางสะพาน จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ ครอบคลุมพื้นที่ 2,900 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่ ❸ ในรูปที่ 3.4-2) ในระหว่างวันที่ 16 พฤษภาคม ถึง 14 มิถุนายน ของทุกปี (ตามประกาศกรมประมง เรื่อง กำหนดพื้นที่และระยะเวลาฤดูสัตว์น้ำมีไข่ วางไข่ เลี้ยงตัวอ่อน ในที่จับสัตว์น้ำบางส่วนของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ พ.ศ. 2561 ลงวันที่ 31 มกราคม 2561)
- **บริเวณอ่าวไทยตอนบน** ห้ามใช้เครื่องมือประมงบางประเภท ในพื้นที่ที่กำหนดบางส่วนของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เพชรบุรี สมุทรสงคราม สมุทรสาคร ครอบคลุมพื้นที่ 2,350 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่ ❹ ในรูปที่ 3.4-2) ในระหว่างวันที่ 15 มิถุนายน ถึง 15 สิงหาคม ของทุกปี และบริเวณบางส่วนของสมุทรสาคร กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ ฉะเชิงเทรา และชลบุรี ครอบคลุมพื้นที่ 1,650 ตารางกิโลเมตร (พื้นที่ ❺ ในรูปที่ 3.4-2) ในระหว่างวันที่ 1 สิงหาคม ถึง 30 กันยายน ของทุกปี (ตามประกาศกระทรวงเกษตรและสหกรณ์ เรื่อง ห้ามใช้เครื่องมือทำการประมงบางชนิดในที่จับสัตว์น้ำบางส่วนของจังหวัดประจวบคีรีขันธ์ เพชรบุรี สมุทรสงคราม สมุทรสาคร กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ ฉะเชิงเทรา และชลบุรี ในระยะเวลาที่กำหนด พ.ศ. 2560 ลงวันที่ 9 มิถุนายน 2560)

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาตำแหน่งที่ตั้งของพื้นที่โครงการอาทิตย์ พบว่า ไม่ได้อยู่ในเขตห้ามทำการประมงในฤดูวางไข่ดังกล่าว และมีระยะห่างออกมาประมาณ 202 กิโลเมตร ดังรูปที่ 3.4-2

รูปที่ 3.4-2: เขตห้ามใช้เครื่องมือทำการประมงบางชนิดบริเวณอ่าวไทยตอนบน และตอนกลาง



ที่มา: ดัดแปลงจากกรมประมง (2566)

3.4.1.3.(3) การทำประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย

ก. เครื่องมือประมง

การทำประมงพาณิชย์มีเครื่องมือประมงที่ได้รับอนุญาต ตามประกาศกรมประมง เรื่อง แนวทางในการออกใบอนุญาต และหลักเกณฑ์การจัดสรรใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์สำหรับปีการประมง 2563-2564 พ.ศ. 2563 โดยแบ่งเป็น 2 กลุ่ม ตามที่ระบุใน คือ

- **กลุ่มเครื่องมือประมงที่มีประสิทธิภาพสูง** ได้แก่ อวนลากคู่ อวนลากแผ่นตะเฆ่ อวนลากคานถ่าง อวนล้อมจับ อวนล้อมจับปลากะตัก อวนครอบปลากะตัก อวนช้อน/ยกปลากะตัก และเรือประกอบเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (เรือปั่นไฟ)
- **กลุ่มเครื่องมือประมงที่มีประสิทธิภาพต่ำ** ได้แก่ อวนครอบหมึก อวนช้อนปลาจะละเม็ด อวนติดตา อวนรุนเคย คราดหอยลาย คราดหอยแครง คราดหอยอื่น ลอบปลา ลอบปู ลอบหมึก ลอบหมึกสาย อวนรุนเคย เบ็ดราว แผงยกปูจักจั่น และเบ็ดมือ

ทั้งนี้ เรือประมงพาณิชย์ 1 ลำ ที่ทำการประมงด้วยเครื่องมือประมงที่มีประสิทธิภาพสูงสามารถขอใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ได้ไม่เกิน 2 เครื่องมือต่อลำ โดยเครื่องมือที่ 2 ขอใบอนุญาตได้เฉพาะเครื่องมือประสิทธิภาพต่ำเท่านั้น ส่วนเรือประมงพาณิชย์ที่ใช้เครื่องมือที่มีประสิทธิภาพต่ำสามารถขอใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ได้ไม่เกิน 3 เครื่องมือ ไม่รวมเบ็ดมือ โดยให้ทำการประมงได้ครั้งละ 1 เครื่องมือเท่านั้น

ข. เรือประมง

ข้อมูลจากสถิติเรือประมงไทยปี 2565 (*กรมประมง, 2565*) แสดงให้เห็นว่าในปีงบประมาณ 2565 มีเรือประมงที่ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ ซึ่งจดทะเบียนในจังหวัดที่มีชายฝั่งติดทะเลทางฝั่งอ่าวไทย จำนวนรวม 7,705 ลำ โดยมีเรือประมงพาณิชย์ที่มีขนาดต่ำกว่า 30 ตันกรอส เป็นสัดส่วนสูงที่สุด (คิดเป็นร้อยละ 48.03) รองลงมาคือ เรือประมงพาณิชย์ที่มีขนาด 30-59.99 ตันกรอส (คิดเป็นร้อยละ 28.02) เรือประมงพาณิชย์ที่มีขนาด 60-149.99 ตันกรอส (คิดเป็นร้อยละ 23.21) และมีเรือประมงพาณิชย์ที่มีขนาด 150 ตันกรอสขึ้นไป เป็นสัดส่วนน้อยที่สุด (ร้อยละ 0.74) ดังแสดงในตารางที่ 3.4-1

ทั้งนี้ ในจังหวัดที่มีชายฝั่งใกล้กับพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด และมีโอกาสที่จะมีเรือประมงพาณิชย์เข้าไปใช้ประโยชน์ในบริเวณพื้นที่โครงการฯ เพื่อการทำประมงพาณิชย์ ได้แก่ จังหวัดปัตตานี เมื่อพิจารณาข้อมูลเครื่องมือประมงที่ได้รับอนุญาตของเรือประมงที่จดทะเบียนในจังหวัด (ตารางที่ 3.4-2) พบว่า มีเรือประมงพาณิชย์ที่จดทะเบียนจำนวนรวม 1,001 ลำ โดยมีเรือที่ใช้เครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูงจำนวน 837 ลำ โดยมีเรือที่ใช้ อวนล้อมจับสูงสุด รองลงมา คือ อวนลากคู่ ส่วนกลุ่มที่ใช้เครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ มีเรือที่ใช้ลอบปลาเป็นเครื่องมือทำการประมงมากที่สุด โดยมีจำนวน 297 ลำ

ตารางที่ 3.4-1: จำนวนเรือประมงที่ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ ในปี พ.ศ. 2565
จำแนกตามรายจังหวัด

จังหวัดที่จดทะเบียน	จำนวนรวม (ลำ)	จำนวนเรือจำแนกตามขนาด (ลำ)			
		ต่ำกว่า 30 ตันกรอส	30-59.99 ตันกรอส	60-149.99 ตันกรอส	150 ตันกรอส ขึ้นไป
ตราด	612	354	170	85	3
จันทบุรี	122	75	41	6	-
ระยอง	741	444	125	153	19
ชลบุรี	458	292	79	86	1
ฉะเชิงเทรา	29	28	1	0	-
สมุทรปราการ	305	60	80	165	-
สมุทรสาคร	409	127	120	154	8
สมุทรสงคราม	508	38	83	385	2
เพชรบุรี	506	213	226	67	-
ประจวบคีรีขันธ์	549	341	150	55	3
ชุมพร	401	232	115	53	1
สุราษฎร์ธานี	791	457	194	138	2
นครศรีธรรมราช	772	313	342	115	2
สงขลา	451	142	232	73	4
ปัตตานี*	1,001*	542	197	250	12
นราธิวาส	50	43	4	3	-
รวม	7,705	3,701	2,159	1,788	57
สัดส่วนร้อยละ		48.03	28.02	23.21	0.74

หมายเหตุ: * จังหวัดที่มีเรือประมงพาณิชย์ที่มีโอกาสเข้าไปใช้ประโยชน์เพื่อการทำประมงในบริเวณพื้นที่โครงการฯ

ที่มา: กรมประมง (2565)

ตารางที่ 3.4-2: จำนวนเรือประมงในจังหวัดปัตตานีที่ได้รับใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์
ในปี พ.ศ. 2565 จำแนกตามประเภทเครื่องมือประมง

เรือ/เครื่องมือประมงพาณิชย์	จำนวนเรือ/เครื่องมือประมงพาณิชย์ (ลำ)
จำนวนเรือประมงจดทะเบียนทั้งหมด	1,001
เครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูง⁽¹⁾	
อวนลากแผ่นตะเฒ่	65
อวนลากคู่	94
อวนลากคานถ่าง	21
อวนล้อมจับ	187
อวนล้อมจับปลากะตัก	-
อวนครอบปลากะตัก	56
อวนช้อน-ยกปลากะตัก	-
เรือปั่นไฟ ⁽²⁾	414
เครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ⁽³⁾	
อวนครอบหมึก	32
อวนช้อนปลาจะละเม็ด	1
ลอบหมึก	37
ลอบหมึกสาย	2
ลอบปลา	297
ลอบปู	23
คราดหอยลาย	1
คราดหอยแครง	-
คราดหอยอื่นๆ	1
อวนรุนเคย	-
อวนลอย/อวนจม/อวนติดตา	33
แผงยกปูจักจั่น	-
เบ็ดมือ	908
เบ็ดราว	5

หมายเหตุ: (1) เครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูง ขอใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ได้ไม่เกิน 2 เครื่องมือ โดยเครื่องมือที่ 2 ขอใบอนุญาตได้เฉพาะเครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำเท่านั้น

(2) เรือปั่นไฟเป็นเครื่องมือช่วยในการทำประมง ใช้จับสัตว์น้ำชนิดที่อยู่รวมกันเป็นฝูง หรือล่อลวงให้สัตว์น้ำมารวมกันเป็นฝูงใหญ่โดยใช้แสงไฟล่อ

(3) เครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ ขอใบอนุญาตทำการประมงพาณิชย์ได้ไม่เกิน 3 เครื่องมือ โดยไม่รวมเบ็ดมือ แต่จะทำการประมงได้ครั้งละ 1 เครื่องมือเท่านั้น

ที่มา: กรมประมง (2565)

ค. ปริมาณของสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย

เมื่อพิจารณาปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย ในช่วงปี พ.ศ. 2562-2564 จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำ พบว่า ในปี พ.ศ. 2564 มีปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้รวม 737,268 ตัน โดยลดลงจากในปี พ.ศ. 2562 และ 2563 โดยมีสัดส่วนของปลาผิวน้ำสูงที่สุด (ร้อยละ 42.11) รองลงมา คือ ปลาเบ็ด (ร้อยละ 31.22) ซึ่งเป็นสัดส่วนใกล้เคียงกับในปี พ.ศ. 2562 และ 2563 ดังแสดงในตารางที่ 3.4-3

ตารางที่ 3.4-3: ปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำ ในปี พ.ศ. 2562-2564

ชนิดของสัตว์น้ำ	ปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในอ่าวไทย					
	พ.ศ. 2562		พ.ศ. 2563		พ.ศ. 2564	
	ตัน	ร้อยละ	ตัน	ร้อยละ	ตัน	ร้อยละ
รวมทั้งหมด	919,107	100	775,242	100	737,268	100
ปลาผิวน้ำ	373,967	40.69	315,828	40.74	310,448	42.11
ปลาหน้าดิน	88,067	9.58	62,571	8.07	62,132	8.43
ปลาเลย	71,746	7.81	61,564	7.94	52,528	7.12
ปลาเบ็ด	248,603	27.05	237,354	30.62	230,177	31.22
กุ้ง	32,634	3.55	16,201	2.09	13,207	1.79
ปู	14,111	1.54	6,173	0.80	4,946	0.67
หมึก	61,447	6.69	49,371	6.37	53,198	7.22
หอย	28,167	3.06	26,062	3.36	10,594	1.44
สัตว์น้ำอื่นๆ	365	0.04	118	0.02	38	0.01

ที่มา: กรมประมง (2563 และ 2564)

3.4.1.3.(4) การลงแรงประมง และปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้

จากการทบทวนข้อมูลการลงแรงประมงจำแนกตามเครื่องมือทำการประมง และแหล่งทำการประมง ในปี พ.ศ. 2564 (กรมประมง, 2564) พบว่า มีเครื่องมือประมงที่ลงแรงประมงในทะเลฝั่งอ่าวไทยทั้งหมดจำนวน 19 ประเภท ดังแสดงในตารางที่ 3.4-4 ซึ่งสามารถสรุปข้อมูลที่สำคัญได้ดังนี้

- ในปี พ.ศ. 2564 เครื่องมือประมงที่มีปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้สูงที่สุด จากแหล่งทำประมงในฝั่งอ่าวไทย คือ อวนลากคู่ โดยมีปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ 346,593 ตัน รองลงมา คือ อวนล้อมจับ และ อวนลากแผ่นตะเฆ่ โดยมีปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ 278,036 ตัน และ 198,760 ตัน ตามลำดับ
- เครื่องมือประมงที่เข้าไปทำการประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 ต่อเนื่องเป็นประจำสูงสุด มี 7 ประเภท โดยส่วนใหญ่มีจำนวนเที่ยวที่ทำการประมงในแหล่งทำประมงที่ 5 น้อยที่สุด เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับจำนวนเที่ยวที่ทำการประมงในแหล่งอื่นๆ ในอ่าวไทย ดังนี้
 - 1) อวนลากแผ่นตะเฆ่ มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุด ในแหล่งทำประมงที่ 4 (10,258 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (1,218 เที่ยว)
 - 2) อวนลากคู่ มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุด ในแหล่งทำประมงที่ 2 (4,327 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (314 เที่ยว)

- 3) อวนล้อมจับ มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 3 (13,318 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 1 (1,869 เที่ยว)
 - 4) อวนล้อมจับปลากะตัก มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 3 (4,459 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (109 เที่ยว)
 - 5) อวนครอบปลากะตัก มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 1 (4,790 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (120 เที่ยว)
 - 6) อวนครอบหมึก มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 3 (4,777 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (86 เที่ยว)
 - 7) อวนลอย/อวนจม/อวนติดตา มีจำนวนเที่ยวทำการประมงมากที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 3 (5,939 เที่ยว) และน้อยที่สุดในแหล่งทำประมงที่ 5 (250 เที่ยว)
- เครื่องมือประมงที่เข้าไปทำการประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 โดยมีจำนวนเที่ยวที่เข้าไปทำประมงค่อนข้างน้อย ได้แก่ อวนช้อนปลาจะละเม็ด (25 เที่ยว) อวนช้อน/ยกปลากะตัก (4 เที่ยว) ลอบหมึก (1 เที่ยว) ลอบหมึกสาย (3 เที่ยว) ลอบปู (7 เที่ยว) คราดหอยอื่นๆ (1 เที่ยว) เบ็ดราว (8 เที่ยว) และเบ็ดมือ (4 เที่ยว)
 - เครื่องมือประมงที่ไม่มีการเข้าไปทำการประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 มีทั้งหมด 1 ประเภท ซึ่งเป็นเครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ ได้แก่ อวนรุนเคย

ตารางที่ 3.4-4: สรุปข้อมูลการลงแรงประมงจำแนกตามเครื่องมือทำการประมง และแหล่งทำการประมงในฝั่งอ่าวไทย ในปี พ.ศ. 2564

ประเภทเครื่องมือประมงพาณิชย์	การลงแรงทำประมงในปี พ.ศ. 2564	รวม	แหล่งทำประมง				
			1	2	3	4	5
1. อวนลากแผ่นตะเฆ่	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	35,427	4,604	6,623	5,960	10,258	1,218
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	310,395	21,941	21,044	64,317	97,845	20,285
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	198,760	10,722	8,869	47,252	43,350	13,593
2. อวนลากคู่	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	12,879	739	4,327	3,131	1,546	314
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	138,903	7,448	45,439	31,649	21,769	4,238
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	346,593	17,997	105,354	83,446	47,653	10,847
3. อวนลากคานถ่าง	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	8,690	2,609	2,046	2,483	1,480	72
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	56,416	8,025	18,523	18,072	11,113	629
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	11,995	977	5,624	3,459	1,811	124
4. อวนล้อมจับ	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	51,324	1,869	4,604	13,318	3,251	2,265
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	103,963	5,358	5,506	21,297	14,942	18,622
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	278,036	17,580	15,187	66,317	25,922	41,486
5. อวนล้อมจับปลากะตัก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	9,339	321	566	4,459	141	109
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	15,385	1,788	981	7,630	299	577
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	53,752	8,650	3,091	32,781	1,196	3,355
6. อวนครอบปลากะตัก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	16,860	4,790	281	2,356	4,466	120
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	60,908	23,423	1,431	11,729	14,005	833
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	86,171	26,062	2,262	13,822	27,620	1,195
7. อวนครอบหมึก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	11,758	1,653	2,037	4,777	1,837	86
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	77,756	13,166	7,545	31,118	17,707	1036
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	9,441	1,087	1,037	4,412	1,925	129

ตารางที่ 3.4-4: สรุปข้อมูลการลงแรงประมงจำแนกตามเครื่องมือทำการประมง และแหล่งทำการประมงในฝั่งอ่าวไทย ในปี พ.ศ. 2564 (ต่อ)

ประเภทเครื่องมือประมงพาณิชย์	การลงแรงทำประมงในปี พ.ศ. 2564	รวม	แหล่งทำประมง				
			1	2	3	4	5
8. อวนช้อนปลาจะละเม็ด	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	260	-	-	63	172	25
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	5,059	-	-	1269	3,312	478
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	619	-	-	105	473	41
9. อวนช้อน-ยกปลาเกตุ	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	505	5	387	109	-	4
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	1,868	20	1,279	532	-	37
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	2,127	27	1,544	521	-	35
10. ลอบหมึก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	1,564	-	71	671	173	1
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	6,075	-	1,282	3,538	300	28
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	625	-	97	207	61	2
11. ลอบหมึกสาย	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	3,297	141	1,945	1,126	78	3
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	22,562	344	12,971	8,102	1053	60
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	3,155	55	2,128	864	102	4
12. ลอบปลา	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	1,165	48	22	145	521	132
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	10,192	565	239	1,843	4,352	2,308
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	4,153	68	138	1,460	1,797	401
13. ลอบปู	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	10,836	2,645	1,496	4,269	1,515	7
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	33,960	8,075	3,643	12,115	7,346	7
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	910	211	101	429	104	1
14. คราดหอยลาย	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	8,479	1,020	3,730	1,260	66	13
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	9,873	1,020	4,308	1,633	96	19
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	8,252	358	2,839	2,807	265	26

ตารางที่ 3.4-4: สรุปข้อมูลการลงแรงประมงจำแนกตามเครื่องมือทำการประมง และแหล่งทำการประมงในฝั่งอ่าวไทย ในปี พ.ศ. 2564 (ต่อ)

ประเภทเครื่องมือประมงพาณิชย์	การลงแรงทำประมงในปี พ.ศ. 2564	รวม	แหล่งทำประมง				
			1	2	3	4	5
15. คราดหอยอื่นๆ	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	4,224	510	3,514	83	-	1
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	4,671	510	3,910	87	-	1
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	2,475	143	1,850	382	-	1
16. อวนลอย/อวนจม/อวนติดตา	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	10,935	847	1,794	5,939	2,053	250
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	57,588	6,041	6,596	29,922	11,664	3,212
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	19,271	3,043	1,180	9,310	3,843	1,844
17. เบ็ดราว	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	463	27	1	185	63	8
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	2,281	162	1	956	492	81
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	608	24	1	289	53	19
18. เบ็ดมือ	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	989	57	131	219	58	4
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	2,342	119	131	229	152	4
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	257	24	50	80	28	4
19. อวนรุนเคย	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว)	960	-	960	-	-	-
	จำนวนวันทำการประมง (วัน)	1,041	-	1,041	-	-	-
	ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	1,635	-	1,635	-	-	-

ที่มา: กรมประมง (2564)

จากการทบทวนข้อมูลการลงแรงประมงของเครื่องมือประมง 7 ประเภท ซึ่งแบ่งเป็นเครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูง 5 ประเภท (อวนลากแผ่นตะเฆ่ อวนลากคู่ อวนล้อมจับ อวนล้อมจับปลากะตัก และอวนครอบปลากะตัก) และเครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ 2 ประเภท (อวนครอบหมึก และอวนลอย/อวนจม/อวนติดตา) ที่ทำประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 ซึ่งเป็นที่ตั้งของพื้นที่โครงการฯ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2562-2564 สามารถแสดงข้อมูลได้ดังตารางที่ 3.4-5 โดยพบว่า เครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูงที่มีจำนวนเที่ยวที่ทำการประมง และปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้สูงที่สุด จากการทำประมงในแหล่งทำประมงที่ 5 คือ อวนล้อมจับ โดยในปี พ.ศ. 2564 มีแนวโน้มสูงขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับในปี พ.ศ. 2563

ตารางที่ 3.4-5: สรุปข้อมูลการลงแรงประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 จำแนกตามเครื่องมือทำการประมง ในปี พ.ศ. 2562-2564

ประเภทเครื่องมือประมงพาณิชย์	การลงแรงทำประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
1. อวนลากแผ่นตะเฆ่	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	1,773 28,761 17,399	1,293 19,602 11,626	1,218 20,285 13,593
2. อวนลากคู่	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	321 4,085 10,713	350 4,754 11,636	314 4,238 10,847
3. อวนล้อมจับ	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	3,216 23,190 45,708	1,867 16,484 28,346	2,265 18,622 41,486
4. อวนล้อมจับปลากะตัก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	274 1,325 5,752	116 650 3,368	109 577 3,355
5. อวนครอบปลากะตัก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	328 1,450 2,380	227 1,074 1,369	120 833 1,195
6. อวนครอบหมึก	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	56 613 45	80 978 66	86 1,036 129
7. อวนลอย/อวนจม/ อวนติดตา	จำนวนเที่ยวที่ทำการประมง (เที่ยว) จำนวนวันทำการประมง (วัน) ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ (ตัน)	480 5,524 2,570	278 3,393 1,948	250 3,212 1,844

ที่มา: กรมประมง (2562, 2563 และ 2564)

3.4.1.3.(5) ชนิดและมูลค่าของสัตว์น้ำที่จับได้จากแหล่งทำประมงทะเลที่ 5

ปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในเขตการประมงทะเลที่ 5 ในช่วงปี พ.ศ. 2562-2564 จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำ พบว่า ในปี พ.ศ.2564 มีปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ทั้งหมดรวม 72,449 ตัน (คิดเป็นร้อยละ 9.83 ของปริมาณที่จับได้ในอ่าวไทย) ซึ่งมีปริมาณเพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ.2563 แต่ลดลงจากในปี พ.ศ.2562 โดยมีปริมาณการจับปลาผิวน้ำสูงที่สุด รองลงมา คือ ปลาเบ็ด และปลาหนวดดิน ตามลำดับ เมื่อพิจารณา มูลค่าของสัตว์น้ำทั้งหมดมีค่าเท่ากับ 2,580.61 ล้านบาท ซึ่งมีมูลค่าลดลงจากในปี พ.ศ.2562 แต่เพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ.2563 โดยมีมูลค่าของปลาผิวน้ำสูงที่สุด รองลงมา คือ หมึก และปลาหนวดดิน ตามลำดับ ดังแสดงใน ตารางที่ 3.4-6

ตารางที่ 3.4-6: ปริมาณการจับและมูลค่าของสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ในแหล่งการทำประมงทะเลที่ 5 จำแนกตามชนิดสัตว์น้ำ ในปี พ.ศ. 2562-2564

ชนิดสัตว์น้ำ	ปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็ม (ตัน)			มูลค่าสัตว์น้ำเค็ม (ล้านบาท)		
	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
รวมทั้งหมด	84,567	54,991	72,449	3,225.63	1,920.69	2,580.61
ปลาผิวน้ำ	52,765	29,330	43,372	1,924.21	1,060.70	1,686.55
ปลาหนวดดิน	7,486	4,965	5,369	359.01	252.66	261.73
ปลาเลย	5,183	4,010	3,870	171.03	152.36	132.69
ปลาเบ็ด	15,069	14,102	17,499	137.99	92.15	126.06
กุ้ง	587	350	220	55.45	32.38	18.20
ปู	729	104	67	139.15	21.53	11.95
หมึก	2,584	2,064	2,014	322.39	271.88	322.68
หอย	639	71	27	60.29	4.54	2.35
สัตว์น้ำอื่นๆ	34	25	11	0.66	0.12	0.19

ที่มา: ดัดแปลงจากกรมประมง (2562 2563 และ 2564)

เมื่อพิจารณาชนิดของสัตว์น้ำที่จับได้จากเครื่องมือประมง 7 ประเภท ซึ่งแบ่งเป็นเครื่องมือประมงประสิทธิภาพสูง 5 ประเภท (อวนลากแผ่นตะเฆ่ อวนลากคู่ อวนล้อมจับ อวนล้อมจับปลาเกะตัก และอวนครอบปลาเกะตัก) และเครื่องมือประมงประสิทธิภาพต่ำ 2 ประเภท (อวนครอบหมึก และอวนลอย/อวนจม/อวนติดตา) ที่ทำประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 ซึ่งเป็นที่ตั้งของพื้นที่โครงการฯ ในปี พ.ศ. 2564 ดังแสดงข้อมูลใน ตารางที่ 3.4-7 สามารถสรุปประเด็นที่สำคัญได้ดังนี้

- ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้จากเครื่องมือประมง 7 ประเภท ในพื้นที่แหล่งทำประมงที่ 5 ในปี พ.ศ. 2564 เพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ. 2563 แต่อย่างน้อยก็ปริมาณสัตว์น้ำที่จับได้ในปี พ.ศ. 2562 โดยสัตว์น้ำที่จับได้มากที่สุดจากแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 เป็นกลุ่มปลาผิวน้ำ ได้แก่ ปลาหูฉลาม ปลาลัง และปลากระตัก
- ในปี พ.ศ. 2562-2564 เครื่องมือประมงที่ทำประมงในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 และ สามารถจับสัตว์น้ำได้มากที่สุด คือ อวนล้อมจับ

ตารางที่ 3.4-7: สรุปข้อมูลชนิดของสัตว์น้ำที่จับได้จากเครื่องมือประมง 7 ประเภท ในแหล่งทำประมงทะเลที่ 5 ในปี พ.ศ. 2562-2564

ชนิดสัตว์น้ำ	ปริมาณสัตว์น้ำจำแนกตามประเภทเครื่องมือประมง (หน่วยตัน)																							
	อวนลากแผ่นตะเฆ่			อวนลากคู่			อวนล้อมจับ			อวนล้อมจับปลากะตัก			อวนครอบปลากะตัก			อวนครอบหมึก			อวนลอย/อวนจม/อวนติดตา			รวม		
	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564	2562	2563	2564
รวมสัตว์น้ำ	17,399	11,626	13,593	10,713	11,636	10,847	45,708	28,346	41,486	5,752	3,368	3,355	2,380	1,369	1,195	45	66	129	2,570	1,948	1,844	84,567	54,991	72,449
รวมปลา	15,202	10,395	4,554	9,982	10,963	3,407	44,989	27,768	38,648	5,722	3,354	3,170	2,372	1,319	1,055	16	18	23	2,225	1,941	1,754	80,508	52,404	52,611
รวมปลาผิวน้ำ	627	350	358	1,869	1,286	931	41,830	25,481	36,964	5,296	2,956	3,143	2,103	1,213	1,034	5	2	12	1,035	998	930	52,765	29,330	43,372
ปลาทุ	17	13	14	48	81	82	1,746	67	200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	215	187	206	2,026	348	502
ปลาลัง	29	11	9	194	48	18	6,649	4,476	4,356	156	31	78	3	11	-	-	-	-	350	583	491	7,381	5,129	4,952
ปลาอินทรี	11	10	8	156	168	134	153	71	44	3	8	1	-	-	-	-	-	3	251	51	37	574	300	227
ปลาตาบลาว	31	34	15	225	141	107	53	20	9	3	-	-	-	-	-	-	-	-	23	28	12	335	223	143
ปลาโอคำ	-	-	-	-	-	-	5,489	5,216	9,789	1	6	8	11	-	-	-	-	-	103	23	33	5,604	5,239	9,830
ปลาโอลาย	-	-	-	-	-	-	4,330	3,047	5,033	24	6	6	5	1	-	-	-	5	24	22	35	4,383	3,070	5,079
ปลาโอเกลบ	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	2	2	0
ปลาทุแขก	41	18	6	26	7	5	12,063	4,732	7,831	-	-	-	-	2	1	-	-	-	2	-	-	12,143	4,759	7,866
ปลาแซ่ไก่	29	31	33	30	18	11	612	470	1,785	11	5	23	13	11	-	-	1	1	4	-	-	691	531	1,851
ปลาสิğun	106	69	104	236	213	139	2110	659	3,097	3	20	21	135	102	35	2	-	3	46	38	33	2,644	1,081	3,411
ปลาสิğunตาโต	126	58	30	200	194	124	3343	2,110	1,443	9	1	-	1	7	-	3	1	-	1	18	4	3,703	2,388	1,610
ปลาสำลี	7	5	3	10	1	-	-	-	1	29	12	9	-	-	-	-	-	-	1	3	2	18	9	6
ปลากูรา	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	1	-
ปลาหลังเขียว	33	21	61	442	95	59	4,417	4,140	2,731	-	-	-	79	61	17	1	-	-	5	43	75	5,530	4,360	3,019
ปลากะตัก	11	-	-	90	129	85	9	3	2	553	127	76	1,856	1,013	980	-	-	-	-	-	-	6,454	1,145	3,987
ปลากะบอก	-	-	-	-	4	1	-	-	-	4,488	2,736	2,920	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0	4	1
ปลาจะละเม็ดดำ	2	-	1	84	75	62	276	134	348	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	367	209	411
ปลาจะละเม็ดขาว	-	-	-	1	3	2	-	-	1	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	3	3
ปลาน้ำดอกไม้	184	79	74	127	106	100	419	309	238	-	-	-	-	3	1	-	-	-	4	1	1	748	498	415
ปลากะโทงเทงรม	-	-	-	-	-	-	-	9	18	14	4	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	18
ปลากะโทงเทง	-	1	-	-	2	2	-	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	5	4
รวมปลาหน้าดิน	4,044	2,618	2,896	2,068	1,519	1,376	628	269	490	-	-	-	1	-	-	-	-	-	731	559	595	7,486	4,965	5,369
ปลาจวด	1	2	2	42	55	78	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	1	-	67	58	82
ปลาทรายแดง	1,573	1,081	1,124	469	409	362	4	2	2	14	13	12	-	-	-	-	-	-	237	168	191	2,283	1,660	1,679
ปลาทรายขาว	318	194	163	19	30	19	-	2	3	-	-	2	-	-	-	-	-	-	36	71	62	373	297	247
ปลาปากคม	801	398	456	169	134	156	145	108	141	-	-	-	-	-	-	-	-	-	193	227	238	1,310	867	991
ปลาตาบเงิน	131	90	112	318	167	169	221	112	216	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11	10	9	684	379	516
ปลากะพงแดง	104	104	134	232	78	43	80	34	41	2	1	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	428	216	218
ปลาตาโตตาหวาน	476	360	531	685	604	514	158	11	86	3	10	10	1	-	-	-	-	-	82	61	73	1,408	1,036	1,204
ปลาเหินโคน	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	2	-	-	-	-	-	-	-	154	-	1	154	0	1
ปลาดุกทะเล	2	1	-	3	-	3	-	-	-	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	1	3
ปลากะเบน	50	24	144	10	4	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60	28	147
ปลาฉลาม	29	22	13	15	12	8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	49	34	21
ปลาลิ้นหมา	222	66	10	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	15	9	227	81	19
ปลาจักรผาน	37	22	1	5	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2	42	24	4
ปลายอดจาก	100	101	62	28	7	11	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	2	10	131	110	83
ปลาเก๋า	200	153	144	69	19	9	-	-	1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	269	174	154
ปลาเคย	2,577	1,284	1,300	1,202	1,199	1,100	958	1,245	1,194	-	-	-	55	16	21	3	3	11	337	263	229	5,183	4,010	3,870
ปลาเป็ด	7,954	6,146	7,898	4,843	6,959	6,931	1,573	773	2,247	-	-	-	213	90	134	7	13	29	122	121	76	15,069	14,102	17,499
รวมกุ้ง	425	346	215	55	4	4	-	-	-	2	-	-	-	-	-	-	-	-	105	-	1	587	350	220
รวมปู	509	75	35	58	22	20	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162	7	12	729	104	67
รวมหมึก	1,199	743	857	601	645	482	719	578	591	28	14	1	8	50	6	29	48	77	-	-	-	2,584	2,064	2,014
รวมหอย	47	40	26	515	31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77	-	1	639	71	27
รวมสัตว์น้ำอื่นๆ	17	24	8	16	1	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	34	25	11

ที่มา: กรมประมง (2562, 2563 และ 2564)

3.4.1.4 ข้อมูลปฐมภูมิด้านการทำประมงทะเลของกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่มีโอกาสเข้าไปใช้ประโยชน์บริเวณพื้นที่โครงการฯ

ข้อมูลที่แสดงในหัวข้อนี้เป็นผลจากการศึกษาโดยวิธีการสำรวจด้วยแบบสอบถาม จากกลุ่มตัวอย่างผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี จำนวนรวม 217 ตัวอย่าง ซึ่งดำเนินการพร้อมกับการสำรวจสภาพเศรษฐกิจ-สังคม และความคิดเห็นต่อโครงการฯ ระหว่างวันที่ 25 กรกฎาคม ถึง 2 สิงหาคม พ.ศ. 2558 ที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตยระยะที่ 2 ซึ่งสามารถสรุปผลจากการสำรวจ ได้ดังนี้

พื้นที่ทำประมง

- ไม่ได้ทำประมง และไม่ได้เดินเรือผ่านบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย คิดเป็นร้อยละ 61.8
- ไม่ได้ทำประมงอยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย แต่เดินเรือประมงผ่านพื้นที่ดังกล่าว คิดเป็นร้อยละ 27.6
- ทำประมงอยู่ในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย คิดเป็นร้อยละ 10.6

การเดินเรือผ่านบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย

- เดินเรือผ่านเป็นครั้งคราว คิดเป็นร้อยละ 81.7
- เดินทางผ่านเป็นประจำ คิดเป็นร้อยละ 18.3

เครื่องมือที่ใช้ในการจับสัตว์น้ำ

เครื่องมือที่ใช้ทำประมงในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย ได้แก่ อวนล้อมซั้ง อวนลากคู่ อวนล้อมจับ และอวนรุน สำหรับการทำประมงที่ใช้เครื่องมือประเภทอวนล้อมซั้ง ส่วนใหญ่ทำประมงในช่วงเดือนมกราคมถึงกรกฎาคมของแต่ละปี โดยมีความถี่ที่ออกไปทำประมงประมาณ 1-4 ครั้งต่อเดือน

ท่าเรือขึ้นสัตว์น้ำที่สำคัญ

ท่าเรือขึ้นสัตว์น้ำที่สำคัญในจังหวัดปัตตานี ที่ผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ใช้ ได้แก่ ท่าเรือชุมชนคลองช้าง ท่าเรือแพไหม ท่าเรือชุมชนสะบารัง ท่าเรือโรงน้ำแข็งปือติง ท่าเรือประมงปัตตานี ท่าเรือโรงน้ำแข็งบ้านสวน และท่าเรือแพประดิษฐ์

3.4.2 การคมนาคมขนส่งทางทะเล

3.4.2.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลการคมนาคมขนส่งทางน้ำในรายงานฉบับนี้ดำเนินการศึกษาในระดับภาพรวมของน่านน้ำไทย ประกอบด้วย เส้นทางเดินเรือและร่องน้ำบริเวณอ่าวไทย สถิติการเกิดอุบัติเหตุจากการคมนาคมทางน้ำท่าเรือ และปริมาณเรือพาณิชย์ขนส่งสินค้า โดยได้นำเสนอข้อมูลในรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ หรืออยู่ใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด

3.4.2.2 วิธีการศึกษา

โครงการฯ ได้รวบรวมข้อมูลทุติยภูมิจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ กรมเจ้าท่า และสมาคมเจ้าของเรือไทย

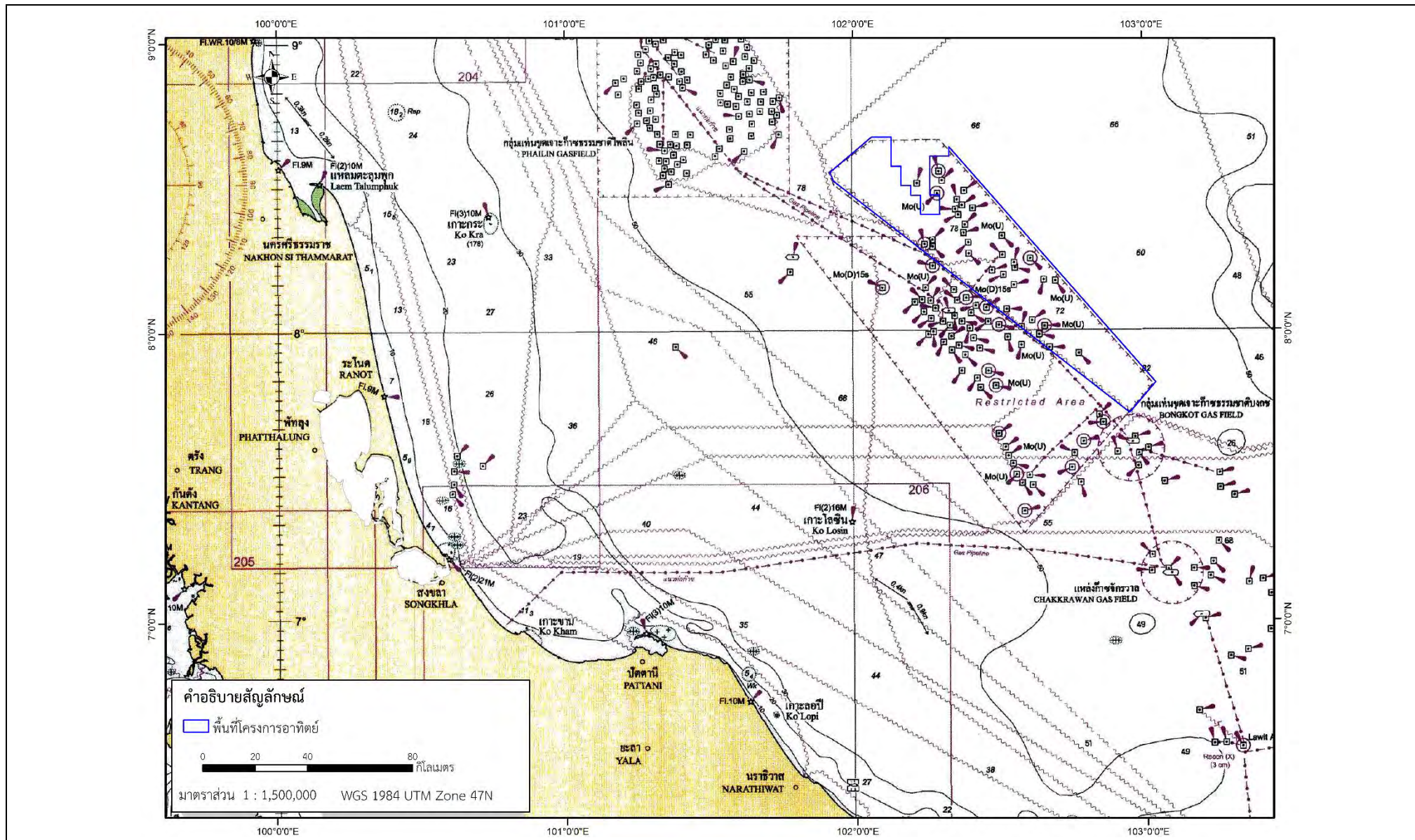
3.4.2.3 ผลการศึกษา

3.4.2.3.(1) เส้นทางเดินเรือและร่องน้ำบริเวณอ่าวไทย

อ่าวไทยเป็นเส้นทางเดินเรือของเรือขนส่งสินค้าทั้งขนาดกลางและขนาดเล็ก ซึ่งส่วนใหญ่มักจะเดินเรือในเส้นทางใกล้แนวชายฝั่ง แต่เนื่องจากระดับน้ำในอ่าวไทยมีความลึกไม่เพียงพอ อีกทั้งที่ตั้งทางภูมิศาสตร์ที่อยู่ห่างจากประเทศสิงคโปร์ และช่องแคบมะละกาซึ่งเป็นเส้นทางเดินเรือระหว่างประเทศเส้นทางหลักในภูมิภาค ทำให้บริเวณอ่าวไทยไม่ถูกใช้เป็นเส้นทางเดินเรือระหว่างประเทศ นอกจากนี้ ยังไม่มีการกำหนดเส้นทางเดินเรือที่แน่นอนบริเวณนอกชายฝั่งอ่าวไทย เรือพาณิชย์จึงสามารถเดินเรือได้ในทุกทิศทาง โดยเส้นทางเดินเรือที่แน่นอนจะถูกกำหนดเฉพาะบริเวณที่มีการจราจรทางน้ำหนาแน่น เช่น บริเวณท่าเรือพาณิชย์ขนาดใหญ่ เป็นต้น และโดยทั่วไปร่องน้ำที่ใช้เพื่อการเดินเรือจะอยู่ใกล้ชายฝั่งหรือบริเวณปากแม่น้ำ ทั้งนี้ พื้นที่โครงการฯ ตั้งอยู่ในบริเวณที่มีความลึกประมาณ 68-78 เมตร ซึ่งบริเวณดังกล่าวมีระดับน้ำลึก เรือจึงสามารถแล่นหลบหลีกสิ่งกีดขวางได้ในทุกทิศทางโดยไม่ต้องอาศัยแนวร่องน้ำสำหรับเดินเรือเป็นการเฉพาะเหมือนกับบริเวณริมฝั่งที่จำเป็นต้องมีร่องน้ำสำหรับเรือขนาดใหญ่เพื่อเทียบท่าขนส่ง สำหรับเส้นทางในการเดินเรือทุกชนิดในอ่าวไทย อ้างอิงจากแผนที่การเดินเรือ (Nautical Chart) หมายเลข 045 (พ.ศ. 2563) ซึ่งจัดทำโดยกรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ ซึ่งแสดงความลึกของระดับน้ำทะเล ทิศทางของกระแสน้ำ ตำแหน่งกองหิน และโครงสร้างต่างๆ ที่อาจเป็นอันตรายต่อการเดินเรือ หรืออาจได้รับความเสียหายเนื่องจากการเดินเรือผ่าน (รูปที่ 3.4-3) และคู่มือร่องน้ำน่านน้ำไทย (กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ, 2541) ซึ่งมีคำแนะนำที่สำคัญ ได้แก่

- ได้มีการกำหนดพื้นที่เป็นแหล่งอาศัยสัตว์น้ำในแนวน้ำลึกประมาณ 5-8 เมตร ในพื้นที่ห่างจากฝั่งหรือเกาะประมาณ 1-3 กิโลเมตร แต่ละแห่งมีขนาดพื้นที่ประมาณ 3 ตารางกิโลเมตร ได้มีการจัดสร้างทุ่นลอยรูปแบบต่างๆ ไว้เป็นที่สังเกต และใช้บล็อคอนกรีตเสริมเหล็กขนาด 1-1.5 ลูกบาศก์เมตรวางไว้บนพื้นท้องทะเลเป็นจำนวนมาก เรียงเป็นรูปแบบต่างๆ กัน โดยจะโผล่พ้นผิวน้ำพื้นท้องทะเลไม่เกิน 1 เมตร ซึ่งกรมอุทกศาสตร์ได้ระบุไว้ในแผนที่เดินเรือและออกประกาศชาวเรือแล้ว ทั้งนี้ การเดินเรือใกล้บริเวณแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลดังกล่าว ควรใช้ความระมัดระวัง โดยเฉพาะเรือเล็กเดินเรือใกล้ฝั่ง ไม่ควรเข้าไปในบริเวณที่วางทุ่นเครื่องหมายแสดงเขตดังกล่าวไว้ โดยการประกาศเขตแหล่งอาศัยสัตว์ทะเล อาจมีการเพิ่มเติมจากที่กล่าวไว้แล้ว และชาวเรือควรติดตามประกาศชาวเรือของกรมอุทกศาสตร์ และแก้ไขแผนที่เดินเรือให้ทันสมัย
- บริเวณกลางอ่าวไทยหรือบริเวณที่ห่างจากเกาะสมุยไปในทิศประมาณ 110 องศา (ตะวันออกเฉียงใต้) ระยะห่างประมาณ 76 ไมล์ มีแท่นเจาะก๊าซธรรมชาติอยู่หลายแท่นและอยู่กันเป็นกลุ่มๆ แต่ละกลุ่มจะมีท่อก๊าซวางไว้ใต้น้ำ บริเวณแท่นเจาะก๊าซให้ถือเป็นเขตหวงห้าม ดังนั้น การเดินเรือในบริเวณนี้จึงควรให้ความระมัดระวังเป็นพิเศษ

รูปที่ 3.4-3: แผนที่การเดินเรือในอ่าวไทย และพื้นที่โครงการอาทิตย์



ที่มา: กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ (2563)

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)
โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

3.4.2.3.(2) สถิติการเกิดอุบัติเหตุการคมนาคมทางน้ำ

ข้อมูลสถานการณ์อุบัติเหตุจากการจราจรทางน้ำที่เกิดขึ้นในทะเล ที่เก็บรวบรวมโดยสำนักงานความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมทางน้ำ กรมเจ้าท่า ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564 สามารถจำแนกตามประเภทของเหตุการณ์ ดังแสดงในตารางที่ 3.4-8 ซึ่งสรุปได้ดังนี้

- ปี พ.ศ. 2564 ส่วนใหญ่เป็นอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเรือกลเดินทะเลและเรือประมง และเป็นกรณีเรือล่ม/เรือจม
- ปี พ.ศ. 2563 ส่วนใหญ่เป็นอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเรือประมงและเรือกลเดินทะเล และเป็นกรณีเรือล่ม/เรือจม
- ปี พ.ศ. 2562 ส่วนใหญ่เป็นอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเรือประมงและเรือกลเดินทะเล และเป็นกรณีเรือล่ม/เรือจม
- ปี พ.ศ. 2561 ส่วนใหญ่เป็นอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเรือกลเดินทะเล และเป็นกรณีเรือล่ม/เรือจม
- ปี พ.ศ. 2560 ส่วนใหญ่เป็นอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับเรือกลเดินทะเลและเรือประมง และเป็นกรณีเรือล่ม/เรือจม

ตารางที่ 3.4-8: สถิติการเกิดอุบัติเหตุการคมนาคมทางน้ำปี พ.ศ. 2560-2564

ข้อมูลสถิติการเกิดอุบัติเหตุ	ปี พ.ศ.				
	2560	2561	2562	2563	2564
จำนวนครั้งที่เกิดเหตุรวม	53	51	43	50	22
ประเภทเรือที่เกิดอุบัติเหตุ					
เรือกลเดินทะเล	19	24	15	17	8
เรือบรรทุกน้ำมัน/สารเคมี	1	-	1	-	-
เรือประมง	18	16	17	22	8
เรือกลลำน้ำ	-	-	-	2	-
เรือเดินทะเลที่มีใช้เรือกล	-	-	-	2	-
เรือโดยสารทั่วไป	2	2	4	-	-
เรือโดยสารสาธารณะ	1	1	-	-	-
เรือบรรทุกสินค้า	6	1	4	5	2
อื่นๆ	6	7	3	2	4
ประเภทของเหตุการณ์					
เรือล่ม/เรือจม	21	22	19	27	11
เรือโดนกัน	11	6	10	8	3
เรือไฟไหม้	8	8	6	5	5
คนพลัดตกน้ำ	2	6	4	1	-
ระบบไฟฟ้า/ทางเสื่อขัดข้อง	2	1	-	2	-
เรือระเบิด	1	-	-	-	-
เรือโดนวัตถุใต้น้ำ	1	2	-	3	1
สารเคมีรั่วไหลลงทะเล	1	1	-	-	1
ตู้คอนเทนเนอร์ลอยน้ำ / ร่วงหล่นทะเล	-	1	-	-	1
อื่นๆ	6	4	4	4	1

ที่มา: สำนักงานความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมทางน้ำ กรมเจ้าท่า (2565)

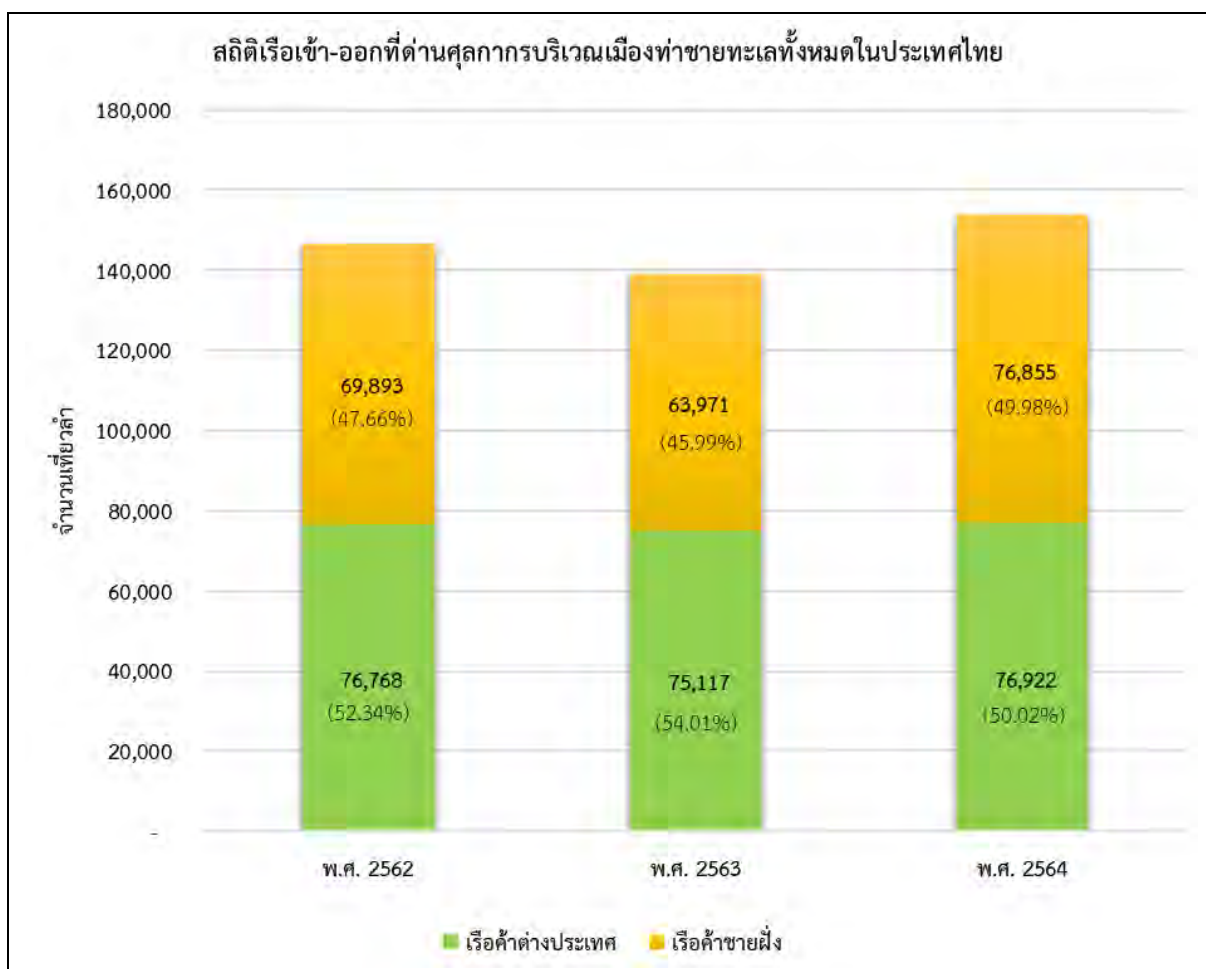
3.4.2.3.(3) ท่าเรือ

ตลอดชายฝั่งทะเลของอ่าวไทย มีท่าเรือรวมทั้งสิ้น 318 ท่า ประกอบด้วย ท่าเรือสินค้าทั้งระหว่างประเทศและชายฝั่ง 136 ท่า ท่าเรือประมง 145 ท่า และท่าเรือโดยสาร/ท่าเรือท่องเที่ยว 37 ท่า โดยท่าเรือที่สำคัญอยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการผลิตปิโตรเลียมในทะเลแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจหมายเลข 14A, 15A และ 16A มากที่สุด และอยู่ใกล้กับท่าเรือที่โครงการฯ ใช้สำหรับดำเนินงานในจังหวัดสงขลา คือ ท่าเรือน้ำลึกสงขลา จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นท่าเรือเอกชน ประกอบด้วย ท่าเทียบเรือ 3 ท่า ความยาวรวม 510 เมตร กว้าง 30 เมตร ความลึกน้ำทะเลหน้าท่า 10 เมตร (เมื่อน้ำลงต่ำสุด) โดยแบ่งพื้นที่เป็นท่าเทียบเรือสินค้าทั่วไป 2 ท่า และท่าเทียบเรือสินค้าเทกอง 1 ท่า (<http://www.mkh.in.th/สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566>)

3.4.2.3.(4) ปริมาณเรือขนส่งสินค้า

จากการทบทวนข้อมูลเศรษฐกิจการขนส่งสินค้าทางน้ำบริเวณเมืองท่าชายทะเล ในช่วงปี พ.ศ. 2562-2564 (กรมเจ้าท่า <https://md.go.th>, สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566) พบว่า การขนส่งสินค้าทางน้ำที่ผ่านเข้า-ออก ด้านศุลกากรจำนวน 22 ด้าน มีจำนวนเที่ยวเรือที่มีการขนส่งสินค้าในช่วง 139,088-153,777 เที่ยวลำต่อปี โดยเป็นเรือค้าต่างประเทศร้อยละ 50.02-54.01 และเรือค้าชายฝั่งร้อยละ 45.99-49.98 ดังแสดงในรูปที่ 3.4-4

รูปที่ 3.4-4: สถิติเรือเข้า-ออกที่ด้านศุลกากรบริเวณเมืองท่าชายทะเลทั้งหมดในประเทศไทย ในปี พ.ศ. 2562-2564



ที่มา: กรมเจ้าท่า (2565)

เมื่อพิจารณาข้อมูลการขนส่งเข้า-ออกด่านศุลกากรบริเวณเมืองท่าชายทะเล ในพื้นที่อ่าวไทยตอนกลาง และตอนล่าง ได้แก่ จังหวัดชุมพร สุราษฎร์ธานี นครศรีธรรมราช สงขลา และปัตตานี รวม 7 ด้าน (ดังแสดงใน ตารางที่ 3.4-9) พบว่า ด้านศุลกากรที่มีการขนส่งสินค้าเข้า-ออก มากที่สุดต่อปี คือ ด้านสงขลา จังหวัดสงขลา

ตารางที่ 3.4-9: สถิติเรือเข้า-ออกที่ด่านศุลกากรบริเวณเมืองท่าชายทะเล ในพื้นที่อ่าวไทยตอนกลาง และตอนล่าง ในปี พ.ศ. 2562-2564

ด้านศุลกากร	ประเภทเรือสินค้า		จำนวน (เที่ยวลำ)		
			พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
ด้านชุมพร จ. ชุมพร	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	-	-	-
		ขาออก	-	-	-
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	157	170	165
		ขาออก	160	193	151
ด้านบ้านดอน จ. สุราษฎร์ธานี	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	637	593	879
		ขาออก	640	578	915
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	2,485	2,517	2,223
		ขาออก	2,447	2,640	2,138
ด้านเกาะสมุย จ. สุราษฎร์ธานี	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	59	30	8
		ขาออก	62	29	8
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	10	1	14
		ขาออก	8	1	12
ด้านนครศรีธรรมราช จ. นครศรีธรรมราช	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	59	59	68
		ขาออก	62	62	69
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	20	7	2
		ขาออก	16	2	1
ด้านลิซล จ. นครศรีธรรมราช	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	88	111	104
		ขาออก	88	117	103
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	351	397	314
		ขาออก	356	406	332
ด้านสงขลา จ. สงขลา	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	2,848	2,564	1,793
		ขาออก	2,811	2,551	1,853
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	1,162	1,097	1,723
		ขาออก	1,077	1,022	1,793
ด้านปัตตานี จ. ปัตตานี	เรือค้าต่างประเทศ	ขาเข้า	36	7	26
		ขาออก	74	7	27
	เรือค้าชายฝั่ง	ขาเข้า	-	-	56
		ขาออก	-	-	62

ที่มา: กรมเจ้าท่า (2565)

3.4.3 ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล

3.4.3.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล ในรายงานฉบับนี้มีขอบเขตของพื้นที่ศึกษาในบริเวณขอบเขตของพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยมีหัวข้อที่สำคัญ ได้แก่ ชนิดและตำแหน่งของท่อส่งปิโตรเลียม สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล รวมถึงระยะห่างจากตำแหน่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ

3.4.3.2 วิธีการศึกษา

รวบรวมและทบทวนข้อมูลจากรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

3.4.3.3 ผลการศึกษา

ก. ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ

ในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์มีแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 42 นิ้วของบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่เชื่อมต่อกับแท่นผลิตอาทิตย์ ไปยังระบบท่อส่งก๊าซของที่เชื่อมต่อกับระหว่างช่วง JDA-ARTHIT PLEM (RC5100) ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 42 นิ้ว โดยอยู่ตามแนวขอบพื้นที่ด้านที่ติดกับพื้นที่โครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) ดังแสดงในรูปที่ 3.4-5

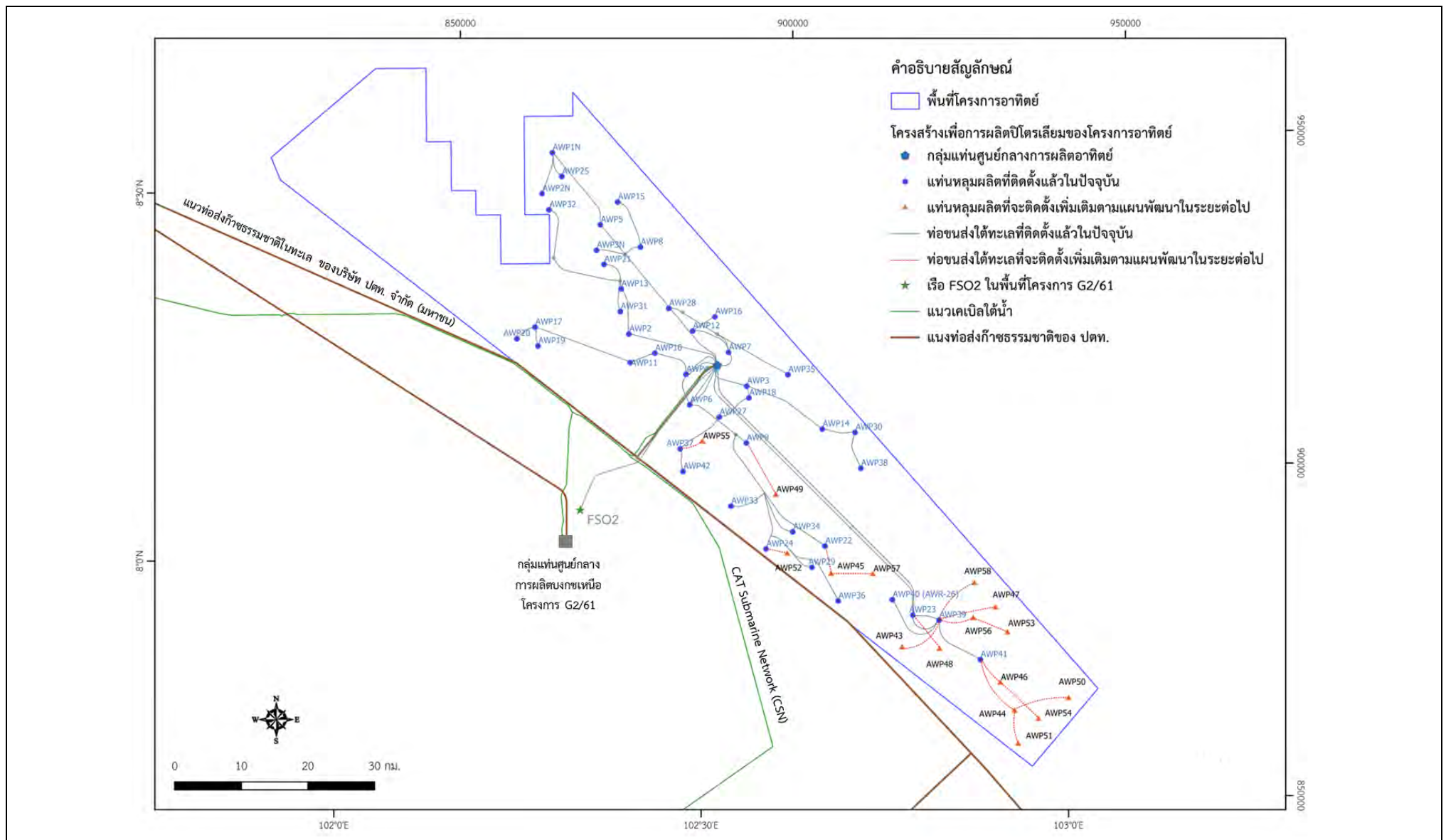
ข. สายเคเบิลใต้น้ำ

ในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ไม่มีสายเคเบิลใต้น้ำของหน่วยงานอื่น อยู่ในพื้นที่ โดยสายเคเบิลใต้น้ำที่อยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการอาทิตย์มากที่สุด ได้แก่ ระบบเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ดังแสดงในรูปที่ 3.4-5

ค. สิ่งติดตั้งในทะเล

สิ่งติดตั้งในทะเลที่อยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการอาทิตย์มากที่สุด คือ สิ่งติดตั้งเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) โดยมีระยะห่างจากพื้นที่โครงการฯ มากกว่า 500 เมตร ดังนั้น จึงคาดว่ากิจกรรมต่างๆ ของโครงการอาทิตย์จะไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งติดตั้งในทะเลบริเวณดังกล่าว

รูปที่ 3.4-5: แนวท่อขนส่งปิโตรเลียมและแนวสายเคเบิลใต้น้ำในบริเวณใกล้เคียงกับพื้นที่โครงการอาทิตย์



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

3.5 คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

3.5.1 สภาพเศรษฐกิจ-สังคม

3.5.1.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลสภาพเศรษฐกิจ-สังคม ในรายงานฉบับนี้พิจารณากำหนดขอบเขตการศึกษาและกลุ่มเป้าหมายจากผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ และโอกาสที่ผู้มีส่วนได้เสียจะได้รับผลกระทบ โดยแบ่งเป็น 1) กิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ที่ตั้งอยู่ในบริเวณกลางอ่าวไทย ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการทำประมงของกลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี ที่มีโอกาสเข้าไปทำประมงในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และ 2) กิจกรรมการขนส่งและขนถ่ายวัสดุอุปกรณ์ และของเสียของโครงการฯ ที่ทำเทียบเรือ และการขนส่งบนฝั่ง ในพื้นที่จังหวัดสงขลา

หัวข้อที่ศึกษาจากข้อมูลทุติยภูมิของจังหวัดสงขลา และปัตตานี ได้แก่ ข้อมูลลักษณะทางประชากร ลักษณะทางเศรษฐกิจ สภาพสังคม

3.5.1.2 วิธีการศึกษา

การศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ ในระดับจังหวัดจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องของหน่วยงานต่างๆ ได้แก่

- รายงานสถิติจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2561-2565 ของสำนักงานสถิติจังหวัดสงขลา (<http://songkhla.nso.go.th> / สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)
- รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี พ.ศ. 2561-2564 ของสำนักงานสถิติจังหวัดปัตตานี (<https://pattani.nso.go.th> / สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)
- รายการข้อมูลสถิติที่สำคัญ ของสำนักงานสถิติแห่งชาติ (<http://statbbi.nso.go.th/staticreport/page/sector/th/index.aspx> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)

3.5.1.3 ผลการศึกษาจากการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ

3.5.1.3.(1) ลักษณะทางประชากร

ก. ขนาด และโครงสร้างของประชากรตามอายุและเพศ

ข้อมูลขนาดและโครงสร้างของประชากร ได้แก่ จำนวน เพศ อายุ ความหนาแน่น และอัตราการเปลี่ยนแปลงรายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-1 สามารถสรุปข้อมูลในแต่ละจังหวัด ได้ดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** ในปี พ.ศ. 2564 มีจำนวนประชากรรวม 729,581 คน มีสัดส่วนประชากรเพศหญิงมากกว่าเพศชาย มีความหนาแน่นของประชากร 376.0 คนต่อตารางกิโลเมตร และเมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงจากปี พ.ศ. 2563 พบว่า มีอัตราการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.49 สำหรับโครงสร้างของประชากรตามอายุ พบว่า มีประชากรในวัยแรงงาน (อายุ 15-59 ปี) เป็นสัดส่วนสูงที่สุดเมื่อเทียบกับกลุ่มวัยเด็ก (อายุ 0-14 ปี) และวัยสูงอายุ (อายุ 60 ปีขึ้นไป) อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงจากปี พ.ศ. 2563 พบว่า มีสัดส่วนของประชากรในกลุ่มวัยเด็กและวัยแรงงานลดลง ในขณะที่มีสัดส่วนของประชากรวัยสูงอายุเพิ่มขึ้น
- **จังหวัดสงขลา** ในปี พ.ศ. 2564 มีจำนวนประชากรรวม 1,431,536 คน มีสัดส่วนประชากรเพศหญิงมากกว่าเพศชาย มีความหนาแน่นของประชากร 193.6 คนต่อตารางกิโลเมตร และเมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงจากปี พ.ศ. 2563 พบว่า มีอัตราการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.20 สำหรับโครงสร้างของประชากรตามอายุ พบว่า มีประชากรในวัยแรงงาน (อายุ 15-59 ปี) เป็นสัดส่วนสูงที่สุดเมื่อเทียบกับกลุ่มวัยเด็ก (อายุ 0-14 ปี) และวัยสูงอายุ (อายุ 60 ปีขึ้นไป) อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงจากปี พ.ศ. 2563 พบว่า มีสัดส่วนของประชากรในกลุ่มวัยแรงงานและวัยเด็กลดลง ในขณะที่มีสัดส่วนของประชากรวัยสูงอายุเพิ่มขึ้น

ตารางที่ 3.5-1: จำนวนประชากร ความหนาแน่นของประชากร และอัตราการเปลี่ยนแปลง รายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564

ข้อมูลประชากร	พ.ศ. 2560	พ.ศ. 2561	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
จังหวัดปัตตานี (เนื้อที่ 1,940 ตร.กม.)					
ประชากรรวม (คน)	709,796	718,077	725,104	726,015	729,581
ประชากรชาย (คน)	351,250	355,424	358,661	358,611	360,348
ประชากรหญิง (คน)	358,546	362,653	366,443	367,404	369,233
ความหนาแน่น (คน/ตร.กม.)	365.8	370.1	373.7	374.2	376.0
อัตราการเปลี่ยนแปลง	เพิ่มขึ้น 1.25%	เพิ่มขึ้น 1.16%	เพิ่มขึ้น 0.97%	เพิ่มขึ้น 0.13%	เพิ่มขึ้น 0.49%
ประชากรวัยเด็ก (0-14 ปี)	26.11	25.88	25.68	25.69	25.47
ประชากรวัยแรงงาน (15-59 ปี)	60.99	61.02	61.10	61.62	61.61
ประชากรวัยสูงอายุ (60 ปีขึ้นไป)	11.55	11.75	11.87	12.20	12.36
ประชากรที่จำแนกอายุไม่ได้	1.35	1.34	1.36	0.50	0.56
สงขลา (เนื้อที่ 7,394 ตร.กม.)					
ประชากรรวม (คน)	1,424,230	1,432,628	1,435,968	1,428,609	1,431,536
ประชากรชาย (คน)	694,803	698,905	700,441	696,349	697,256
ประชากรหญิง (คน)	729,427	733,723	735,527	732,260	734,280
ความหนาแน่น (คน/ตร.กม.)	192.62	193.76	194.21	193.21	193.61
อัตราการเปลี่ยนแปลง	เพิ่มขึ้น 0.48%	เพิ่มขึ้น 0.59%	เพิ่มขึ้น 0.23%	ลดลง 0.51%	เพิ่มขึ้น 0.20%
ประชากรวัยเด็ก (0-14 ปี)	19.98	19.63	19.23	18.96	18.50
ประชากรวัยแรงงาน (15-59 ปี)	63.85	63.64	63.50	63.78	63.68
ประชากรวัยสูงอายุ (60 ปีขึ้นไป)	14.24	14.72	15.28	16.08	16.59
ประชากรที่จำแนกอายุไม่ได้	1.94	2.01	1.98	1.18	1.22

ที่มา: กรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทย อ้างถึงในสำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ก. การเปลี่ยนแปลงทางประชากร

ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงทางประชากร ได้แก่ การเกิด การตาย การแจ้งย้ายเข้า และการแจ้งย้ายออก รายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-2 สามารถสรุปข้อมูลในแต่ละจังหวัด ได้ดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** ในปี พ.ศ. 2564 มีจำนวนการเกิดรวม 10,283 คน ซึ่งมากกว่าจำนวนการตายรวม 5,557 คน ซึ่งเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับข้อมูลในปี พ.ศ. 2563 พบว่า จำนวนการเกิดลดลง ในขณะที่มีจำนวนการตายเพิ่มขึ้น สำหรับจำนวนการแจ้งย้ายเข้า และย้ายออกทะเบียนบ้านจากงานทะเบียน พบว่า มีการแจ้งย้ายออกมากกว่าการย้ายเข้า ในขณะที่ปี พ.ศ. 2563 มีการแจ้งย้ายออกน้อยกว่าการแจ้งย้ายเข้า
- **จังหวัดสงขลา** ในปี พ.ศ. 2564 มีจำนวนการเกิดรวม 15,150 คน ซึ่งมากกว่าจำนวนการตายรวม 10,690 คน ซึ่งเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับข้อมูลใน ปี พ.ศ. 2563 พบว่า จำนวนการเกิดลดลง ในขณะที่มีจำนวนการตายเพิ่มขึ้น สำหรับจำนวนการแจ้งย้ายเข้า และย้ายออกทะเบียนบ้านจากการทะเบียน พบว่า มีการแจ้งย้ายออกมากกว่าการย้ายเข้า เช่นเดียวกับในปี พ.ศ. 2562

ตารางที่ 3.5-2: การเปลี่ยนแปลงทางประชากร รายจังหวัด ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564

จังหวัด	ข้อมูลการเปลี่ยนแปลงประชากร		จำนวน (คน)				
			พ.ศ. 2560	พ.ศ. 2561	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
ปัตตานี	การเกิด	จำนวนรวม	11,535	11,065	10,641	10,933	10,283
		เพศหญิง	5,959	5,705	5,502	5,626	5,192
		เพศชาย	5,576	5,360	5,139	5,307	5,091
	การตาย	จำนวนรวม	4,443	4,385	4,499	4,242	5,557
		เพศหญิง	2,511	2,432	2,471	2,343	2,998
		เพศชาย	1,932	1,953	2,028	1,899	2,559
	การแจ้งย้ายเข้า	จำนวนรวม	32,454	32,108	30,965	32,624	27,735
	การแจ้งย้ายออก	จำนวนรวม	30,933	30,699	29,686	31,091	28,374
สงขลา	การเกิด	จำนวนรวม	19,524	18,946	16,767	16,117	15,150
		เพศหญิง	10,030	9,847	8,675	8,382	7,816
		เพศชาย	9,494	9,099	8,092	7,735	7,334
	การตาย	จำนวนรวม	9,511	9,438	9,527	9,336	10,690
		เพศหญิง	5,420	5,403	5,414	5,297	5,994
		เพศชาย	4,091	4,035	4,113	4,039	4,696
	การแจ้งย้ายเข้า	จำนวนรวม	72,547	76,519	73,734	76,989	72,837
	การแจ้งย้ายออก	จำนวนรวม	76,401	78,380	77,478	76,595	74,025

ที่มา: กรมการปกครอง กระทรวงมหาดไทย อ้างถึงในสำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

3.5.1.3.(2) ลักษณะทางเศรษฐกิจ

ก. ข้อมูลผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด

ข้อมูลผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด รายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2563 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และ สงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-3 สามารถสรุปข้อมูลในแต่ละจังหวัดได้ดังนี้

- จังหวัดปัตตานี ในปี พ.ศ. 2563 มีผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด 48,929 ล้านบาท โดยคิดเป็น ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัดต่อคน เท่ากับ 75,779 บาท จากจำนวนประชากร 645,687 คน โดยเป็นอันดับที่ 13 ของภาคใต้
- จังหวัดสงขลา ในปี พ.ศ. 2563 มีผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด 233,733 ล้านบาท โดยคิดเป็น ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัดต่อคน เท่ากับ 140,562 บาท จากจำนวนประชากร 1,662,851 คน โดยเป็นอันดับที่ 6 ของภาคใต้

ตารางที่ 3.5-3: ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด รายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2563

จังหวัด	ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด (ล้านบาท)	ประชากร (คน)	ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด ต่อคน (บาท)	การเรียงลำดับ ผลิตภัณฑ์มวลรวมจังหวัด ต่อคนในระดับภาค
ปัตตานี	48,929	645,687	75,779	อันดับ 13 ของภาคใต้
สงขลา	233,733	1,662,851	140,562	อันดับ 6 ของภาคใต้

หมายเหตุ: ข้อมูลเป็นตัวเลขเบื้องต้น

ภาคใต้ ประกอบด้วย 14 จังหวัด ได้แก่ นครศรีธรรมราช กระบี่ พังงา ภูเก็ต สุราษฎร์ธานี ระนอง ชุมพร สงขลา สตูล ตรัง พัทลุง ปัตตานี ยะลา และนราธิวาส
ที่มา: สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ สำนักงานกฤษฎีการัฐมนตรี อ้างถึงใน สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ข. รายได้ รายจ่าย และหนี้สินของครัวเรือน

ข้อมูลรายได้ รายจ่าย และหนี้สินของครัวเรือน ในช่วงปี พ.ศ. 2560-2564 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-4 สามารถสรุปข้อมูลในแต่ละจังหวัดได้ดังนี้

- จังหวัดปัตตานี ในปี พ.ศ. 2564 ครัวเรือนมีรายได้เฉลี่ย 20,691.69 บาทต่อเดือน ซึ่งต่ำกว่าในปี พ.ศ. 2562 ในขณะที่มีรายจ่ายเฉลี่ย 15,392.67 บาทต่อเดือน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ. 2562 และมีหนี้สินทั้งสิ้นเฉลี่ย 130,865.34 บาทต่อครัวเรือน ซึ่งลดลงจากในปี พ.ศ. 2562 โดยเมื่อพิจารณาวัตถุประสงค์ของการกู้ยืม พบว่า มีมูลค่าการกู้ยืมเพื่อใช้จ่ายในครัวเรือนสูงสุด รองลงมา เป็นการกู้ยืมเพื่อใช้ซื้อ/เช่าซื้อบ้านและที่ดิน
- จังหวัดสงขลา ในปี พ.ศ. 2564 ครัวเรือนมีรายได้เฉลี่ย 22,691.40 บาทต่อเดือน ซึ่งสูงกว่าในปี พ.ศ. 2562 ในขณะที่มีรายจ่ายเฉลี่ย 19,655.98 บาทต่อเดือน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากในปี พ.ศ. 2562 และมีหนี้สินทั้งสิ้นเฉลี่ย 124,307.19 บาทต่อครัวเรือน ซึ่งลดลงจากในปี พ.ศ. 2562 โดยเมื่อพิจารณาวัตถุประสงค์ของการกู้ยืม พบว่า มีมูลค่าการกู้ยืมเพื่อใช้จ่ายในครัวเรือนสูงสุด รองลงมา เป็นการกู้ยืมเพื่อใช้ซื้อ/เช่าซื้อบ้านและที่ดิน

ตารางที่ 3.5-4: รายได้ รายจ่ายและหนี้สินของครัวเรือน รายจังหวัด พ.ศ. 2560-2564

จังหวัด	ข้อมูลรายได้ รายจ่าย และหนี้สินของครัวเรือน	พ.ศ. 2560	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2564
ปัตตานี	รายได้เฉลี่ยต่อเดือนต่อครัวเรือน (บาท)	19,495.51	22,903.84	20,691.69
	รายจ่ายเฉลี่ยต่อเดือนต่อครัวเรือน (บาท)	16,948.61	14,862.49	15,392.67
	หนี้สินทั้งสินเฉลี่ยต่อครัวเรือน (บาท)	137,591.84	197,893.84	130,865.34
	หนี้สินเพื่อใช้จ่ายในครัวเรือน (บาท)	73,966.25	71,074.01	65,912.65
	หนี้สินเพื่อใช้ทำธุรกิจที่ไม่ใช่การเกษตร (บาท)	23,931.46	8,535.30	11,377.51
	หนี้สินเพื่อใช้ในการเกษตร (บาท)	971.38	21,305.74	10,380.77
	หนี้สินเพื่อใช้ในการศึกษา (บาท)	7425.23	11275.4	14,217.45
	หนี้สินเพื่อใช้ซื้อ/เช่าซื้อบ้านและที่ดิน (บาท)	28,988.50	83,983.77	27,400.47
	หนี้สินเพื่อวัตถุประสงค์อื่นๆ (บาท)	2309.04	1719.61	1,576.51
สงขลา	รายได้เฉลี่ยต่อเดือนต่อครัวเรือน (บาท)	26,702.74	20,781.10	22,691.40
	รายจ่ายเฉลี่ยต่อเดือนต่อครัวเรือน (บาท)	23,693.16	18,017.38	19,655.98
	หนี้สินทั้งสินเฉลี่ยต่อครัวเรือน (บาท)	174,405.21	125,825.89	124,307.19
	หนี้สินเพื่อใช้จ่ายในครัวเรือน (บาท)	70,104.24	37,800.48	55,138.42
	หนี้สินเพื่อใช้ทำธุรกิจที่ไม่ใช่การเกษตร (บาท)	14,539.30	8,228.35	13,497.14
	หนี้สินเพื่อใช้ในการเกษตร (บาท)	6,715.43	19,969.68	3,249.71
	หนี้สินเพื่อใช้ในการศึกษา (บาท)	5,111.57	554.63	6,705.50
	หนี้สินเพื่อใช้ซื้อ/เช่าซื้อบ้านและที่ดิน (บาท)	77,855.40	58,958.68	44,963.98
	หนี้สินเพื่อวัตถุประสงค์อื่นๆ (บาท)	79.27	314.07	752.44

ที่มา: การสำรวจภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน สำนักงานสถิติแห่งชาติ กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม อ้างถึงใน สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ค. ความยากจน

ข้อมูลเส้นความยากจน สัดส่วนและจำนวนคนจน (ด้านรายจ่าย) ในช่วงปี พ.ศ. 2562-2564 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-5 สามารถสรุปข้อมูลในแต่ละจังหวัด ได้ดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** ในปี พ.ศ. 2564 มีเส้นความยากจนในมิติด้านรายจ่ายต่อคนต่อเดือน เท่ากับ 2,572 บาท โดยมีจำนวนคนจน 199,820 คน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 30.85 ซึ่งลดลงจากในปี พ.ศ. 2563 แต่สูงขึ้นจากในปี พ.ศ. 2562
- **จังหวัดสงขลา** ในปี พ.ศ. 2564 มีเส้นความยากจนในมิติด้านรายจ่ายต่อคนต่อเดือนเท่ากับ 3,106 บาท โดยมีจำนวนคนจน 100,063 คน คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 5.97 ซึ่งลดลงจากในปี พ.ศ. 2563 แต่สูงขึ้นจากในปี พ.ศ. 2562

ตารางที่ 3.5-5: ข้อมูลเส้นความยากจน สัดส่วนและจำนวนคนจน (ด้านรายจ่าย) พ.ศ. 2562-2564

จังหวัด	ข้อมูลความยากจน	พ.ศ. 2562	พ.ศ. 2563	พ.ศ. 2564
ปัตตานี	เส้นความยากจน (บาท/คน/เดือน)	2,584	2,534	2,572
	จำนวนคนจน (ด้านรายจ่าย) (คน)	192,156	285,400	199,820
	สัดส่วนคนจน (ด้านรายจ่าย) (ร้อยละ)	29.86	44.20	30.85
สงขลา	เส้นความยากจน (บาท/คน/เดือน)	2,996	3,039	3,106
	จำนวนคนจน (ด้านรายจ่าย) (คน)	98,310	100,439	100,063
	สัดส่วนคนจน (ด้านรายจ่าย) (ร้อยละ)	5.96	6.04	5.97

หมายเหตุ: เส้นความยากจน เป็นเครื่องมือสำหรับใช้วัดภาวะความยากจน โดยคำนวณจากต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายของปัจเจกบุคคลในการได้มาซึ่งอาหารและสินค้าบริการจำเป็นพื้นฐานในการดำรงชีวิต

จำนวนคนจน หมายถึง จำนวนประชากรที่มีรายจ่ายเพื่อการบริโภคต่ำกว่าเส้นความยากจน

ที่มา: ข้อมูลจากการสำรวจภาวะเศรษฐกิจและสังคมของครัวเรือน สำนักงานสถิติแห่งชาติ, ประมวลผลโดย สำนักพัฒนาฐานข้อมูลและตัวชี้วัดภาวะสังคม สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ อ้างถึงใน สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

3.5.1.3.(3) สภาพสังคม

ก. ระดับการศึกษา

จำนวนประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป จำแนกตามระดับการศึกษาที่สำเร็จ เป็นรายจังหวัดในระหว่างปี พ.ศ. 2563-2565 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-6 สามารถสรุปข้อมูลล่าสุดในปี พ.ศ. 2565 ในแต่ละจังหวัด ได้ดังนี้

- จังหวัดปัตตานี มีผู้ที่ไม่ได้เรียน 61,840 คน มีผู้ที่จบการศึกษาตั้งแต่ระดับก่อนประถมศึกษาถึงระดับมัธยมศึกษาตอนปลายรวม 373,305 คน และจบการศึกษาระดับอุดมศึกษารวม 78,020 คน
- จังหวัดสงขลา มีผู้ที่ไม่ได้เรียน 26,427 คน มีผู้ที่จบการศึกษาตั้งแต่ระดับก่อนประถมศึกษาถึงระดับมัธยมศึกษาตอนปลายรวม 932,832 คน และจบการศึกษาระดับอุดมศึกษารวม 373,037 คน

ตารางที่ 3.5-6: จำนวนประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป จำแนกตามระดับการศึกษาที่สำเร็จ เป็นรายจังหวัด พ.ศ. 2563-2565

จังหวัดที่เกี่ยวข้อง	ระดับการศึกษา ที่สำเร็จของประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป	จำนวน (คน)		
		เฉลี่ยทั้งปี พ.ศ. 2563	เฉลี่ยทั้งปี พ.ศ. 2564	เฉลี่ยทั้งปี พ.ศ. 2565
ปัตตานี	1. ไม่ได้เรียน	36,454	50,384	61,840
	2. ก่อนประถมศึกษา	49,261	56,068	66,480
	3. ระดับประถมศึกษา	115,800	144,054	151,196
	4. ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น	62,095	85,276	77,252
	5. ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย			
	5.1 สายสามัญ	64,207	71,845	73,530
	5.2 สายอาชีวศึกษา	3,862	6,939	4,761
	5.3 สายวิชาการศึกษา	122		86
	6. ระดับอุดมศึกษา			
	6.1 สายวิชาการ	22,976	28,822	39,195
	6.2 สายวิชาชีพ	16,780	14,031	17,947
	6.3 สายวิชาการศึกษาระดับมหาวิทยาลัย	13,804	16,067	20,878
	7. อื่นๆ	593	1,267	359
	8. ไม่ทราบ	227	27	729
สงขลา	1. ไม่ได้เรียน	10,568	31,550	26,427
	2. ก่อนประถมศึกษา	126,270	219,598	197,507
	3. ระดับประถมศึกษา	178,706	210,970	239,093
	4. ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น	137,187	221,686	225,022
	5. ระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย			
	5.1 สายสามัญ	128,377	209,727	214,224
	5.2 สายอาชีวศึกษา	33,334	58,877	47,711
	5.3 สายวิชาการศึกษา	-	1,834	275
	6. ระดับอุดมศึกษา			
	6.1 สายวิชาการ	137,817	202,161	241,926
	6.2 สายวิชาชีพ	74,302	75,652	83,772
	6.3 สายวิชาการศึกษาระดับมหาวิทยาลัย	23,745	38,399	47,338
	7. อื่นๆ	3,911	2,102	7,600
	8. ไม่ทราบ	9,320	4,814	14,087

ที่มา: ข้อมูลการสำรวจภาวะการทำงานของประชากร สำนักงานสถิติแห่งชาติ กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม อ้างถึงใน สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ข. จำนวนสถานศึกษา อาจารย์และนักศึกษา

จำนวนโรงเรียน จำแนกตามระดับการศึกษา เป็นรายจังหวัด ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-7 สามารถสรุปข้อมูลของแต่ละจังหวัด ในปีล่าสุดที่มีรายงานข้อมูลดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** ในปี พ.ศ. 2563 มีจำนวนโรงเรียนรวม 486 แห่ง โดยเป็นโรงเรียนที่เปิดสอนในระดับอนุบาลถึงประถมศึกษา มากที่สุด โดยมีจำนวน 323 แห่ง รองลงมา เป็นโรงเรียนที่เปิดสอนในระดับมัธยมศึกษาตอนต้นถึงมัธยมศึกษาตอนปลาย โดยมีจำนวน 55 แห่ง โดยมีอัตราส่วนนักเรียน 24 คน ต่อห้องเรียน 1 ห้อง
- **จังหวัดสงขลา** ในปี พ.ศ. 2564 มีจำนวนโรงเรียนรวม 713 แห่ง โดยเป็นโรงเรียนที่เปิดสอนในระดับอนุบาลถึงประถมศึกษา มากที่สุด โดยมีจำนวน 465 แห่ง รองลงมา เป็นโรงเรียนที่เปิดสอนในระดับอนุบาลถึงมัธยมศึกษาตอนต้น โดยมีจำนวน 98 แห่ง โดยมีอัตราส่วนนักเรียน 23 คน ต่อห้องเรียน 1 ห้อง

ตารางที่ 3.5-7: จำนวนโรงเรียนจำแนกตามระดับการศึกษา เป็นรายจังหวัด

ข้อมูลโรงเรียน	จำนวนโรงเรียน (แห่ง)	
	ปัตตานี พ.ศ. 2563	สงขลา พ.ศ. 2564
ระดับอนุบาล	8	21
ระดับอนุบาล-ประถมศึกษา	323	465
ระดับอนุบาล-มัธยมศึกษาตอนต้น	47	98
ระดับอนุบาล-มัธยมศึกษาตอนปลาย	43	45
ระดับเด็กเล็ก-ประถมศึกษา	1	-
ระดับประถมศึกษา	1	3
ระดับประถมศึกษา-มัธยมศึกษาตอนต้น	-	-
ระดับประถมศึกษา-มัธยมศึกษาตอนปลาย	1	3
ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น	7	5
ระดับมัธยมศึกษาตอนต้น-มัธยมศึกษาตอนปลาย	55	73
จำนวนโรงเรียนรวม	486	713
อัตราส่วนนักเรียนต่อห้องเรียน 1 ห้อง	24	23
อัตราส่วนนักเรียนต่อครู 1 คน	ไม่มีข้อมูล	ไม่มีข้อมูล

ที่มา: รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี (2564), และรายงานสถิติจังหวัดสงขลา (2565)

จำนวนสถานศึกษา อาจารย์ และนักศึกษาในระดับอาชีวศึกษาและอุดมศึกษา ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-8 สามารถสรุปข้อมูลของแต่ละจังหวัดในปีล่าสุดที่มีรายงานข้อมูลดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** ในปี พ.ศ. 2563 มีสถานศึกษาในระดับอาชีวศึกษาและอุดมศึกษาจำนวนรวม 12 แห่ง โดยมีอาจารย์ จำนวน 1,099 คน และนักศึกษา จำนวน 18,999 คน
- **จังหวัดสงขลา** ในปี พ.ศ. 2564 มีสถานศึกษาในระดับอาชีวศึกษาและอุดมศึกษา จำนวนรวม 28 แห่ง โดยมีอาจารย์จำนวน 4,026 คน และนักศึกษาจำนวน 78,133 คน

ตารางที่ 3.5-8: จำนวนสถานศึกษา อาจารย์ และนักศึกษา ในระดับอาชีวศึกษาและอุดมศึกษา จำแนกเป็นรายจังหวัด

ข้อมูลสถานศึกษา	จำนวนสถานศึกษา (แห่ง)	
	ปัตตานี (พ.ศ. 2563)	สงขลา (พ.ศ. 2564)
จำนวนสถาบันสังกัดสำนักงานคณะกรรมการการอาชีวศึกษา	6	10
จำนวนสถาบันสังกัดสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการศึกษาเอกชน	2	13
จำนวนสถาบันอุดมศึกษาของรัฐ	3	4
จำนวนสถาบันอุดมศึกษาของเอกชน	1	1
จำนวนสถาบันสังกัดกระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม	4	0
จำนวนสถานศึกษารวม	12	28
จำนวนอาจารย์	1,099	4,026
จำนวนนักศึกษา	18,999	78,133

ที่มา: รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี (2564) และรายงานสถิติจังหวัดสงขลา (2565)

ค. ศาสนา

จากข้อมูลสำมะโนประชากรและเคหะ พ.ศ. 2553 สำนักงานสถิติแห่งชาติ พบว่า ประชากรในจังหวัดพื้นที่ศึกษาของโครงการฯ ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา ส่วนใหญ่นับถือศาสนาพุทธ ดังแสดงในตารางที่ 3.5-9 โดยในแต่ละจังหวัดมีจำนวนวัด สำนักสงฆ์ โบสถ์คริสต์ มัสยิด พระภิกษุ และสามเณร ดังแสดงในตารางที่ 3.5-10

ตารางที่ 3.5-9: สัดส่วนการนับถือศาสนาของประชากร จำแนกเป็นรายจังหวัด

จังหวัด	ร้อยละของประชากร จำแนกตามการนับถือศาสนาเป็นรายจังหวัด ปี พ.ศ. 2553 ⁽¹⁾			
	พุทธ	อิสลาม	คริสต์	ศาสนาอื่นๆ และไม่มีศาสนา
ปัตตานี	15.92	84.37	0.04	0.07
สงขลา	74.46	25.30	0.18	0.06

หมายเหตุ : ⁽¹⁾ สำนักงานสถิติแห่งชาติ ได้เลื่อนการดำเนินงานจัดทำข้อมูลสำมะโนประชากรและเคหะ ซึ่งจัดทำทุก 10 ปี เนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา ซึ่งข้อมูลปี พ.ศ. 2553 เป็นปีล่าสุด

ที่มา: สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ตารางที่ 3.5-10: จำนวนวัด สำนักสงฆ์ โบสถ์คริสต์ มัสยิด พระภิกษุ และสามเณร

จังหวัด	จำนวน (แห่ง)				จำนวน (รูป)	
	วัด	สำนักสงฆ์	โบสถ์คริสต์	มัสยิด	พระภิกษุ	สามเณร
ปัตตานี (พ.ศ. 2563)	75	12	-	718	322	17
สงขลา (พ.ศ. 2564)	436	111	39	412	2,783	527

ที่มา: รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี (2564) และรายงานสถิติจังหวัดสงขลา (2565)

ง. สถานภาพแรงงาน

สถานภาพแรงงาน ในปี พ.ศ. 2565 ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา แสดงในตารางที่ 3.5-11 สามารถสรุปข้อมูลของแต่ละจังหวัดดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** มีประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป จำนวน 514,252 คน โดยเป็นกำลังแรงงานรวม 346,670 คน โดยในจำนวนนี้มีผู้มีงานทำ จำนวน 338,734 คน (ร้อยละ 97.71 ของกำลังแรงงานทั้งหมด) และเป็นผู้ว่างงาน จำนวน 7,936 คน (ร้อยละ 2.29 ของกำลังแรงงานทั้งหมด) ส่วนที่เหลือเป็นผู้ที่ไม่อยู่ในกำลังแรงงาน ได้แก่ ทำงานบ้าน เรียนหนังสือ และอื่นๆ รวม 167,581 คน
- **จังหวัดสงขลา** มีประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป จำนวน 1,344,983 คน โดยเป็นกำลังแรงงานรวม 927,869 คน โดยในจำนวนนี้มีผู้มีงานทำจำนวน 911,355 คน (ร้อยละ 98.22 ของกำลังแรงงานทั้งหมด) เป็นผู้ว่างงานจำนวน 16,421 คน (ร้อยละ 1.77 ของกำลังแรงงานทั้งหมด) และมีกำลังแรงงานที่รอฤดูกาลจำนวน 93 คน (ร้อยละ 0.01 ของกำลังแรงงานทั้งหมด) และส่วนที่เหลือเป็นผู้ที่ไม่อยู่ในกำลังแรงงาน ได้แก่ ทำงานบ้าน เรียนหนังสือ และอื่นๆ รวม 417,115 คน

ตารางที่ 3.5-11: จำนวนประชากร จำแนกตามสถานภาพแรงงาน และเพศ เป็นรายจังหวัด พ.ศ. 2565

สถานภาพแรงงาน	ปัตตานี	สงขลา
ประชากรอายุ 15 ปีขึ้นไป	514,252	1,344,983
กำลังแรงงานรวม	346,670	927,869
กำลังแรงงานปัจจุบัน		
ผู้มีงานทำ	338,734	911,355
ผู้ว่างงาน	7,936	16,421
กำลังแรงงานที่รอฤดูกาล	0	93
ผู้ไม่อยู่ในกำลังแรงงาน	167,581	417,115
ทำงานบ้าน	52,717	90,555
เรียนหนังสือ	43,296	142,463
อื่นๆ	58,031	127,379

ที่มา: การสำรวจภาวะการทำงานของประชากร สำนักงานสถิติแห่งชาติ กระทรวงดิจิทัลเพื่อเศรษฐกิจและสังคม อ้างถึงใน สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2566)

จ. การใช้อินเทอร์เน็ต และโทรศัพท์มือถือ

จากการสำรวจการใช้เทคโนโลยีสารสนเทศและการสื่อสารในครัวเรือน ในปี พ.ศ. 2564 พบว่าในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา สามารถจำแนกประชากรอายุ 6 ปีขึ้นไป ตามการใช้อินเทอร์เน็ต และโทรศัพท์มือถือ และการมีโทรศัพท์มือถือ ได้แสดงในตารางที่ 3.5-12 พบว่า ประชากรอายุมากกว่า 6 ปีขึ้นไปในทุกจังหวัดในพื้นที่ศึกษา มีกลุ่มที่ใช้อินเทอร์เน็ตและโทรศัพท์มือถือมากกว่ากลุ่มที่ไม่ใช้

ตารางที่ 3.5-12: ประชากรอายุ 6 ปีขึ้นไป จำแนกตามการใช้อินเทอร์เน็ต การใช้โทรศัพท์มือถือ และการมีโทรศัพท์มือถือ เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564

จังหวัด	การใช้อินเทอร์เน็ต (ร้อยละ)		การใช้โทรศัพท์มือถือ (ร้อยละ)		การมีโทรศัพท์มือถือ (ร้อยละ)	
	ใช้	ไม่ใช้	ใช้	ไม่ใช้	มี	ไม่มี
ปัตตานี	83.61	16.39	91.00	9.00	69.32	30.68
สงขลา	87.78	12.22	95.96	4.04	85.40	14.60

ที่มา: สำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

3.5.2 การสาธารณสุข

3.5.2.1 ขอบเขตการศึกษา

การศึกษาข้อมูลด้านสาธารณสุขในรายงานฉบับนี้ พิจารณากำหนดขอบเขตการศึกษาและกลุ่มเป้าหมายจากผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ และโอกาสที่ผู้มีส่วนได้เสียจะได้รับผลกระทบ โดยแบ่งเป็น 1) กิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ที่ตั้งอยู่ในบริเวณกลางอ่าวไทย ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการทำประมงของกลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี ที่มีโอกาสเข้าไปทำประมงในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และ 2) กิจกรรมการขนส่งและขนถ่ายวัสดุอุปกรณ์ และของเสียของโครงการฯ ที่ทำเทียบเรือ และการขนส่งบนฝั่ง ในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งจะสอดคล้องกับการศึกษาข้อมูลสภาพเศรษฐกิจ-สังคม

หัวข้อที่ศึกษาจากข้อมูลทุติยภูมิของจังหวัดปัตตานี และสงขลา ได้แก่ ข้อมูลสถานพยาบาล เจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ และข้อมูลการเจ็บป่วยของประชากร

3.5.2.2 วิธีการศึกษา

การศึกษาโดยการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ ในระดับจังหวัดจากแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องของหน่วยงานต่างๆ ได้แก่

- รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี พ.ศ. 2560-2564 ของสำนักงานสถิติจังหวัดปัตตานี (<http://pattani.nso.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)
- รายงานสถิติจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2561-2565 ของสำนักงานสถิติจังหวัดสงขลา (<http://songkhla.nso.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)
- รายการข้อมูลสถิติที่สำคัญ ของสำนักงานสถิติแห่งชาติ (<http://statbbi.nso.go.th/staticreport/page/sector/th/index.aspx> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2566)
- ระบบข้อมูล 43 แฟ้ม (HDC) รายงานมาตรฐาน ปีงบประมาณ 2561-2565 ของกระทรวงสาธารณสุข (<https://hdcservice.moph.go.th/hdc/main/index.php/> สืบค้นเมื่อเดือนมีนาคม พ.ศ. 2566)

3.5.2.3 ผลการศึกษาจากการรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ

3.5.2.3.(1) สถานพยาบาล

จำนวนสถานพยาบาลจำแนกตามประเภทเป็นรายจังหวัด ในพื้นที่ศึกษา ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และ สงขลา ในปี พ.ศ. 2564 แสดงในตารางที่ 3.5-13 สามารถสรุปข้อมูลของแต่ละจังหวัดดังนี้

- จังหวัดปัตตานี มีโรงพยาบาลรัฐบาลและเอกชนรวม 15 แห่ง ซึ่งมีจำนวนเตียงผู้ป่วยจากสถานพยาบาลที่มีเตียงผู้ป่วยรับไว้ค้างคืน รวม 1,187 เตียง
- จังหวัดสงขลา มีโรงพยาบาลรัฐบาลและเอกชนรวม 23 แห่ง ซึ่งมีจำนวนเตียงผู้ป่วยจากสถานพยาบาลที่มีเตียงผู้ป่วยรับไว้ค้างคืน รวม 3,392 เตียง

ตารางที่ 3.5-13: จำนวนสถานบริการด้านสาธารณสุข จำแนกตามประเภท เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564

จังหวัด	จำนวนสถานบริการด้านสาธารณสุข ⁽¹⁾ (แห่ง)				จำนวนเตียงผู้ป่วยรวม ⁽²⁾ (เตียง)
	โรงพยาบาลรัฐบาล	โรงพยาบาลเอกชน	โรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล	คลินิกทุกประเภท	
ปัตตานี	14	1	129	123	1,187
สงขลา	19	4	175	617	3,392

หมายเหตุ: (1) ไม่รวมโรงพยาบาลภาครัฐ สังกัดกระทรวงอื่น และโรงพยาบาลประเภทบริการเฉพาะทาง

(2) หมายถึง จำนวนเตียงผู้ป่วยจากสถานพยาบาลที่มีเตียงผู้ป่วยรับไว้ค้างคืน

ที่มา: สำนักงานปลัดกระทรวง กระทรวงสาธารณสุข (2564) และสำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

ทั้งนี้ สำหรับจังหวัดสงขลาซึ่งเป็นที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาที่จะใช้สำหรับสนับสนุนการดำเนินงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ มีโรงพยาบาลรัฐบาลและโรงพยาบาลเอกชน จำแนกรายอำเภอสรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 3.5-14 อย่างไรก็ตาม ในกรณีมีอุบัติเหตุหรือเกิดภาวะเจ็บป่วยของผู้ปฏิบัติงานในระหว่างปฏิบัติงานของโครงการฯ บริษัทผู้รับเหมาที่ให้บริการทางการแพทย์ จะทำหน้าที่จัดหาโรงพยาบาลที่เหมาะสม และมีอุปกรณ์ทางการแพทย์รองรับอย่างเพียงพอ โดยในเบื้องต้นมีแผนว่าหากเกิดเหตุฉุกเฉินจะมีการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยเพื่อเข้ารับการรักษาที่โรงพยาบาลกรุงเทพหาดใหญ่ อำเภอหาดใหญ่ จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นโรงพยาบาลที่มีความพร้อมในการรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ ทั้งอุบัติเหตุหรือการเจ็บป่วยฉุกเฉินตลอด 24 ชั่วโมง รวมทั้งมีลานจอดเฮลิคอปเตอร์สำหรับรับส่งผู้ป่วยฉุกเฉิน ดังนั้นจึงจะไม่ส่งผลกระทบต่อการทำงานของโรงพยาบาลอื่นๆ ของชุมชน ในอำเภอเมืองสงขลา จังหวัดสงขลา

ตารางที่ 3.5-14: โรงพยาบาลรัฐบาลและโรงพยาบาลเอกชน จำแนกรายอำเภอในพื้นที่จังหวัดสงขลา

ลำดับที่	โรงพยาบาล	ประเภทโรงพยาบาล	อำเภอ
1	รพ.สงขลา	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.เมืองสงขลา
2	รพ.ฐานทัพเรือสงขลา	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงกลาโหม	
3	รพ.สทิงพระ	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.สทิงพระ
4	รพ.จะนะ	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.จะนะ
5	รพ.สมเด็จพระบรมราชินีนาถ ณ อำเภอนาทวี	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.นาทวี
6	รพ.เทพา	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.เทพา
7	รพ.สะบ้าย้อย	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.สะบ้าย้อย
8	รพ.ระโนด	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.ระโนด
9	รพ.กระแสสินธุ์	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.กระแสสินธุ์
10	รพ.รัตภูมิ	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.รัตภูมิ
11	รพ.สะเดา	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.สะเดา
12	รพ.ปาดังเบซาร์	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	
13	รพ.หาดใหญ่	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.หาดใหญ่
14	รพ.ราษฎร์ยิณดี	โรงพยาบาลเอกชน	
15	รพ.มิตรภาพสามัคคี	โรงพยาบาลเอกชน	
16	รพ.ศิครินทร์	โรงพยาบาลเอกชน	
17	รพ.กรุงเทพหาดใหญ่	โรงพยาบาลเอกชน	
18	รพ. ค่ายเสนาณรงค์	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงกลาโหม	
19	รพ. กองบิน 56	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงกลาโหม	
20	รพ. สงขลานครินทร์	โรงพยาบาลสังกัดคณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์	
21	รพ.ควนเนียง	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.ควนเนียง
22	รพ.นาหม่อม	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.นาหม่อม
23	รพ.บางกล่ำ	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.บางกล่ำ
24	รพ.สิงหนคร	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.สิงหนคร
25	รพ.คลองหอยโข่ง	โรงพยาบาลสังกัดกระทรวงสาธารณสุข	อ.คลองหอยโข่ง

ที่มา: สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดสงขลา (2565)

3.5.2.3.(2) เจ้าหน้าที่ทางการแพทย์

จำนวนเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ ได้แก่ แพทย์ ทันตแพทย์ เภสัชกร พยาบาล และพยาบาลเทคนิค และอัตราส่วนของเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ต่อประชากรในปี พ.ศ. 2564 ในพื้นที่ศึกษาเป็นรายจังหวัด ได้แก่ จังหวัดปัตตานี และสงขลา จำแนกเป็นรายจังหวัด แสดงในตารางที่ 3.5-15 เมื่อเปรียบเทียบอัตราส่วนจำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ของทั้ง 2 จังหวัด กับอัตราส่วนจำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ตามเป้าหมายของแผนพัฒนาสุขภาพแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560-2564) สามารถสรุปได้ดังนี้

- **จังหวัดปัตตานี** มีอัตราส่วนของจำนวนประชากรต่อแพทย์ ทันตแพทย์ และเภสัชกร ไม่สอดคล้องตามเป้าหมายของแผนพัฒนาสุขภาพแห่งชาติ ฉบับที่ 12 หรือยังมีจำนวนเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ไม่เพียงพอตามเป้าหมาย
- **จังหวัดสงขลา** มีอัตราส่วนของจำนวนประชากรต่อแพทย์ ทันตแพทย์ และพยาบาล สอดคล้องตามเป้าหมายของแผนพัฒนาสุขภาพแห่งชาติ ฉบับที่ 12 ยกเว้นเภสัชกรที่ยังมีจำนวนไม่เพียงพอตามเป้าหมาย

ตารางที่ 3.5-15: จำนวนเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ จำแนกตามประเภท เป็นรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2564

เจ้าหน้าที่ทางการแพทย์		ปัตตานี	สงขลา	เป้าหมาย*
แพทย์	จำนวน (คน)	221	1,234	1:1,800
	จำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ 1 คน	1 : 3,301	1 : 1,160	
ทันตแพทย์	จำนวน (คน)	82	262	1:6,500
	จำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ 1 คน	1 : 8,897	1 : 5,464	
เภสัชกร	จำนวน (คน)	120	334	1:3,500
	จำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ 1 คน	1 : 6,080	1 : 4,286	
พยาบาล	จำนวน (คน)	1,825	4,803	1:400
	จำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ 1 คน	1 : 400	1 : 298	
พยาบาลเทคนิค	จำนวน (คน)	1	38	ไม่มีการกำหนดเป้าหมายไว้
	จำนวนประชากรต่อเจ้าหน้าที่ 1 คน	1 : 729,581	1 : 37,672	

หมายเหตุ: * เป้าหมายของแผนพัฒนาสุขภาพแห่งชาติ ฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2560-2564)

ที่มา: สำนักงานปลัดกระทรวง กระทรวงสาธารณสุข อ้างอิงในสำนักงานสถิติแห่งชาติ (2565)

3.5.2.3.(3) สภาวะสุขภาพอนามัยของประชาชน

ก. ข้อมูลสถิติผู้ป่วยใน

จากข้อมูลสาเหตุการป่วยของผู้ป่วยใน 5 ลำดับแรก จำแนกตามสาเหตุการป่วย 298 กลุ่มโรค จากสถานบริการสาธารณสุขของกระทรวงสาธารณสุข ระหว่างปี พ.ศ. 2558-2562 ของจังหวัดในพื้นที่ศึกษา มีสาเหตุการป่วยที่พบส่วนใหญ่ เช่น ความผิดปกติเกี่ยวกับต่อมไร้ท่อ โภชนาการและเมตาบอลิซึมอื่นๆ ความดันโลหิตสูงที่ไม่มีสาเหตุ เบาหวาน และบุคคลขอรับบริการสุขภาพด้วยเหตุผลอื่น เป็นต้น ดังแสดงในตารางที่ 3.5-16

ข. ข้อมูลสถิติผู้ป่วยนอก

จากข้อมูลสาเหตุการป่วยของผู้ป่วยนอก 5 ลำดับแรก จำแนกตามกลุ่มสาเหตุ 21 กลุ่มโรค จากสถานบริการสาธารณสุขของกระทรวงสาธารณสุข ระหว่างปี พ.ศ. 2558-2562 ของจังหวัดในพื้นที่ศึกษา มีสาเหตุการป่วยที่พบส่วนใหญ่ เช่น โรคระบบย่อยอาหาร รวมโรคในช่องปาก โรคระบบทางเดินหายใจ โรคระบบไหลเวียนเลือด โรคเกี่ยวกับต่อมไร้ท่อ โภชนาการ และเมตาบอลิซึม และเบาหวาน เป็นต้น ดังแสดงในตารางที่ 3.5-17

ค. การป่วยด้วยโรคติดต่อที่สำคัญ

ข้อมูลอัตราการป่วยด้วยโรคติดต่อที่สำคัญ ได้แก่ โรคอุจจาระร่วง โรคปอดอักเสบ (ปอดบวม) และโรคไข้เลือดออก จากหน่วยงานในและนอกสังกัดกระทรวงสาธารณสุขในพื้นที่ศึกษา ในช่วงปี พ.ศ. 2561-2565 แสดงในตารางที่ 3.5-18

ง. การป่วยด้วยโรคไม่ติดต่อที่สำคัญ

ข้อมูลอัตราการป่วยด้วยโรคไม่ติดต่อที่สำคัญ ได้แก่ โรคความดันโลหิตสูง โรคเบาหวาน โรคหัวใจและหลอดเลือด โรคหลอดเลือดสมอง โรคปอดอุดกั้นเรื้อรัง โรคถุงลมโป่งพอง โรคมะเร็งเต้านม โรคมะเร็งปอด และโรคมะเร็งปากมดลูก จากหน่วยงานในและนอกสังกัดกระทรวงสาธารณสุขในพื้นที่ศึกษา ตามปีงบประมาณ ในช่วงปี พ.ศ. 2561-2565 แสดงในตารางที่ 3.5-19

ตารางที่ 3.5-16: สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยใน 5 ลำดับแรก ตามสาเหตุการป่วย 298 กลุ่มโรค
จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2558-2562

สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยใน 5 ลำดับแรก	จำนวนผู้ป่วยใน				
	2558	2559	2560	2561	2562
จังหวัดปัตตานี					
1. การเกิดของทารกตามสถานที่เกิด	10,823	10,625	1,101	10,648	10,394
2. ความผิดปกติของต่อมไร้ท่อ โภชนาการและเมแทบอลิซึมอื่นๆ	15,356	12,535	10,110	9,174	9,873
3. บุคคลขอรับบริการสุขภาพด้วยเหตุผลอื่น	10,596	10,361	9,894	9,717	9,580
4. บุคคลขอรับบริการเพื่อตรวจและชันสูตร	829	672	6,202	9,519	8,448
5. ความดันโลหิตสูงที่ไม่มีสาเหตุ	7,787	7,161	7,418	7,873	8,289
จังหวัดสงขลา					
1. ความผิดปกติของต่อมไร้ท่อ โภชนาการและเมแทบอลิซึมอื่นๆ	34,922	31,710	31,658	38,357	40,438
2. ความดันโลหิตสูงที่ไม่มีสาเหตุ	24,257	24,600	25,459	30,510	32,215
3. เบาหวาน	14,593	14,658	15,218	17,844	18,612
4. บุคคลขอรับบริการสุขภาพ เพื่อหัตถการหรือการบริการสุขภาพที่ระบุเฉพาะ	13,370	12,891	14,268	16,377	18,117
5. บุคคลขอรับบริการสุขภาพด้วยเหตุผลอื่น	17,145	16,705	17,418	18,924	17,670

หมายเหตุ: (1) ผู้ป่วยใน หมายถึง ผู้ป่วยที่รับตัวไว้รักษาในโรงพยาบาล

ที่มา: รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี (2564) และรายงานสถิติจังหวัดสงขลา (2565)

ตารางที่ 3.5-17: สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยนอก 5 ลำดับแรก ตามสาเหตุการป่วย 21 กลุ่มโรค
จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2558-2562

สาเหตุการป่วยของผู้ป่วยนอก 5 ลำดับแรก	จำนวนผู้ป่วยนอก				
	2558	2559	2560	2561	2562
จังหวัดปัตตานี					
1. โรคระบบย่อยอาหาร รวมโรคในช่องปาก	272,345	425,176	377,441	351,861	366,201
2. โรคระบบทางเดินหายใจ	338,284	448,749	356,123	315,310	354,279
3. โรคระบบไหลเวียนเลือด	213,361	327,817	278,162	281,321	310,483
4. อาการแสดงและสิ่งผิดปกติที่พบได้จากการตรวจทางคลินิกและห้องปฏิบัติการที่ไม่สามารถจำแนกโรคในกลุ่มอื่นได้	212,205	268,824	217,491	223,753	236,791
5. โรคเกี่ยวกับต่อมไร้ท่อ โภชนาการ และเมแทบอลิซึม	158,704	236,305	187,501	189,708	221,701
จังหวัดสงขลา					
1. โรคระบบไหลเวียนเลือด	362,322	769,408	795,232	787,515	888,704
2. โรคเกี่ยวกับต่อมไร้ท่อ โภชนาการ และเมแทบอลิซึม	321,352	658,585	672,368	666,570	766,910
3. โรคระบบย่อยอาหาร รวมโรคในช่องปาก	249,418	536,122	597,095	606,676	641,878
4. อาการแสดงและสิ่งผิดปกติที่พบได้จากการตรวจทางคลินิกและห้องปฏิบัติการที่ไม่สามารถจำแนกโรคในกลุ่มอื่นได้	322,093	540,780	596,291	611,761	605,399
5. โรคระบบทางเดินหายใจ	318,574	619,491	590,605	561,667	590,711

หมายเหตุ: (1) ผู้ป่วยนอก หมายถึง ผู้ป่วยที่มีการตรวจรักษาที่โรงพยาบาล เมื่อแพทย์ตรวจรักษาเสร็จแล้วจึงให้ยากลับไปรับประทานที่บ้าน ไม่ได้รับตัวไว้รักษาในโรงพยาบาล

ที่มา: รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี (2564) และรายงานสถิติจังหวัดสงขลา (2565)

ตารางที่ 3.5-18: อัตราป่วยด้วยโรคติดต่อที่สำคัญ จำแนกรายจังหวัด ในปี พ.ศ. 2561-2565

โรคติดต่อที่สำคัญ	อัตราป่วยต่อประชากรแสนคน				
	2561	2562	2563	2564	2565
จังหวัดปัตตานี					
โรคอุจจาระร่วง	7,016.66	6,227.63	5,512.85	3,742.62	4,107.70
โรคปอดอักเสบ (ปอดบวม)	1,287.55	1,611.07	1,078.35	1,480.69	1,672.88
โรคไข้เลือดออก	277.26	610.81	290.59	16.39	150.22
จังหวัดสงขลา					
โรคอุจจาระร่วง	1,796.71	2,416.95	1,338.47	1,082.52	643.09
โรคปอดอักเสบ (ปอดบวม)	257.73	226.36	132.11	160.44	315.05
โรคไข้เลือดออก	115.6	120.89	24.93	3.92	9.50

ที่มา: กลุ่มรายงานมาตรฐาน กระทรวงสาธารณสุข (<https://hdcservice.moph.go.th//hdcservice.moph.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนมีนาคม 2566)

ตารางที่ 3.5-19: อัตราป่วยด้วยโรคไม่ติดต่อที่สำคัญ จำแนกรายจังหวัด ในปีงบประมาณ พ.ศ. 2561-2565

โรคไม่ติดต่อที่สำคัญ	อัตราป่วยต่อประชากรแสนคน				
	2561	2562	2563	2564	2565
จังหวัดปัตตานี					
1. โรคหัวใจและหลอดเลือด	234.25	237.16	227.72	217.46	202.57
2. โรคความดันโลหิตสูง	8,173.67	8,516.40	8,749.57	9,037.64	9,037.64
3. โรคหลอดเลือดสมอง	-	-	-	161.92	157.25
4. โรคเบาหวาน	2,965.33	3,174.04	3,354.50	3,528.48	3,576.26
5. โรคปอดอุดกั้นเรื้อรัง	188.40	198.44	192.42	192.94	176.88
6. โรคถุงลมโป่งพอง	27.44	25.97	56.28	59.77	53.02
7. โรคมะเร็งเต้านม	9.17	9.16	8.60	7.31	7.02
8. โรคมะเร็งปอด	1.13	0.81	0.49	0.49	0.33
9. โรคมะเร็งปากมดลูก	1.58	1.26	1.27	1.27	0.96
จังหวัดสงขลา					
1. โรคหัวใจและหลอดเลือด	768.86	815.06	814.18	845.63	841.89
2. โรคความดันโลหิตสูง	12,303.96	12,861.74	13,306.12	13,778.71	13,977.56
3. โรคหลอดเลือดสมอง	1,502.30	1,505.69	1,509.96	1,547.53	1,521.20
4. โรคเบาหวาน	4,967.84	5,236.52	5,493.00	5,733.41	5,917.91
5. โรคปอดอุดกั้นเรื้อรัง	382.82	490.43	500.46	528.30	516.38
6. โรคถุงลมโป่งพอง	40.57	42.17	41.57	43.42	42.46
7. โรคมะเร็งเต้านม	271.03	273.72	272.93	276.39	270.65
8. โรคมะเร็งปอด	58.07	50.12	45.68	44.38	41.60
9. โรคมะเร็งปากมดลูก	105.28	103.68	102.31	101.23	96.98

ที่มา: กลุ่มรายงานมาตรฐาน กระทรวงสาธารณสุข (<https://hdcservice.moph.go.th//hdcservice.moph.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนมีนาคม 2566)

3.6 การมีส่วนร่วมของประชาชน

การมีส่วนร่วมของประชาชนในรายงานฉบับนี้จะเป็นการรวบรวมและทบทวนข้อมูลผลการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมที่เคยดำเนินการไปแล้วในช่วงที่ศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 ในปี พ.ศ. 2558 มานำเสนอ และใช้สำหรับประกอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อไป ดังแสดงในหัวข้อที่ 3.6.1 เนื่องจากพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียหลักของโครงการฯ คือ กลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานีที่เข้าไปทำประมงในพื้นที่โครงการอาทิตย รวมถึงชุมชนโดยรอบพื้นที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา

อย่างไรก็ดี เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากเดิมโครงการฯ จึงได้จัดกิจกรรมเพื่อแจ้งข้อมูลการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ และมาตรการฯ ให้กลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่อาจเข้าไปใช้ประโยชน์บริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ ดังแสดงในหัวข้อที่ 3.6.2

3.6.1 ข้อมูลโดยสรุปของการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชนในช่วงที่ศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2

3.6.1.1 กลุ่มผู้มีส่วนได้เสียของโครงการ

ในขั้นตอนการศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 ได้มีการทบทวนผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมตามแผนงาน และได้พิจารณาระบุกลุ่มผู้ที่เกี่ยวข้องได้รับผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ และกลุ่มผู้มีส่วนเกี่ยวข้องอื่นๆ แล้วจำแนกเป็น 7 กลุ่ม ได้แก่

1. ผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากกิจกรรมโครงการฯ
2. หน่วยงานที่รับผิดชอบจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม
3. หน่วยงานที่ทำหน้าที่พิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม
4. หน่วยงานราชการที่มีบทบาทหน้าที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ
5. องค์กรเอกชน/องค์กรพัฒนาเอกชนสถาบันการศึกษา
6. สื่อมวลชน
7. ประชาชนทั่วไปที่สนใจโครงการฯ

โดยพิจารณาจากบทบาท หน้าที่ และความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ ซึ่งได้ผลสรุปดังแสดงในตารางที่ 3.6-1

ตารางที่ 3.6-1: การจำแนกกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีความเกี่ยวข้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2

กลุ่ม	ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ	บทบาทหน้าที่/ความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
1. ผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากกิจกรรมโครงการฯ	1.1 กลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ ที่เป็นสมาชิกของสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานีมีโอกาสเข้าไปทำประมงทั้งแบบประจำที่ (วางซั้ง) และแบบไม่ประจำที่	<ul style="list-style-type: none">■ มีโอกาสเข้าทำประมงในพื้นที่โครงการอาทิตย์ รวมถึงมีเส้นทางการเดินเรือผ่านบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์■ อาจได้รับผลกระทบจากการเตรียมพื้นที่ และการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมเพิ่มเติมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ เช่น การถูกเคลื่อนย้ายหรือเก็บกู้เครื่องมือประมงประจำที่ (ซั้ง) และเรือประมงถูกกีดขวางเส้นทางเดินเรือเพื่อไปทำประมง เป็นต้น■ อาจได้รับผลกระทบจากการกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของโครงการฯ ซึ่งจะทำให้ไม่สามารถเข้าทำประมงในเขตพื้นที่ปลอดภัยได้■ อาจได้รับผลกระทบจากการกีดขวางเส้นทางเดินเรือ และกรณีเกิดอุบัติเหตุเรือโดนกัน
	1.2 กลุ่มชุมชนที่อยู่โดยรอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง ได้แก่ ชุมชนบ้านทะเลนอก ชุมชนบ้านหน้าเมือง และชุมชนบ้านนอกป่า-สภ.สิงหนคร	<ul style="list-style-type: none">■ อาศัยอยู่ในพื้นที่รอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง■ อาจได้รับผลกระทบจากการขนส่งของรถบรรทุกขนส่งของเสีย สารเคมี และวัสดุอุปกรณ์
2. หน่วยงานที่รับผิดชอบจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	2.1 บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	<ul style="list-style-type: none">■ บริษัทเจ้าของโครงการ■ รับผิดชอบและดำเนินโครงการฯ ตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
	2.2 บริษัท เออีคอม คอนซัลติ้ง (ประเทศไทย) จำกัด	<ul style="list-style-type: none">■ ผู้จัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ■ รวบรวมข้อมูล ศึกษา และประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ)
3. หน่วยงานที่ทำหน้าที่พิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	3.1 สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.)	<ul style="list-style-type: none">■ หน่วยงานผู้พิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ■ พิจารณาระดับของผลกระทบจากกิจกรรมของโครงการฯ ที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพสิ่งแวดล้อม■ อาจได้รับการร้องเรียนจากผู้ที่ได้รับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ
	3.2 คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (คชก.)	<ul style="list-style-type: none">■ พิจารณาให้ความเห็นชอบหรือไม่ให้ความเห็นชอบกับรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
	3.3 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.)	<ul style="list-style-type: none">■ หน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติการดำเนินโครงการฯ และกำกับดูแลการดำเนินงานให้เป็นไปตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง■ อนุมัติและกำกับดูแลโครงการฯ ให้โครงการฯ ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม■ อาจได้รับการร้องเรียนจากผู้ที่ได้รับผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ

ตารางที่ 3.6-1: การจำแนกกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีความเกี่ยวข้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 (ต่อ)

กลุ่ม	ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ	บทบาทหน้าที่/ความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
4. หน่วยงานราชการที่มีบทบาทหน้าที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ	4.1 หน่วยงานราชการส่วนภูมิภาค	
	1) ทพเรือภาคที่ 2 กองเรือยุทธการ	▪ ให้การสนับสนุนการส่งกำลังบำรุงการป้องกันพื้นที่ทางทะเล
	2) ฐานทัพเรือสงขลา	▪ คุ่มครองฐานปฏิบัติการนอกชายฝั่งในอ่าวไทย และป้องกันสิทธิ และผลประโยชน์ของชาติทางทะเล
	3) สำนักงานสิ่งแวดล้อมภาคที่ 16 (สงขลา)	▪ ติดตามตรวจสอบและเฝ้าระวังคุณภาพสิ่งแวดล้อมในพื้นที่รับผิดชอบ
	4) ศูนย์วิจัยและพัฒนาทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งอ่าวไทยตอนล่าง	▪ ศึกษาวิจัยทางชีววิทยา ความหลากหลายทางชีวภาพทางทะเลและชายฝั่ง ในพื้นที่รับผิดชอบ
	5) ศูนย์อนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งที่ 4	
	6) ศูนย์วิจัยและพัฒนาประมงชายฝั่งสงขลา	▪ ศึกษาวิจัยและพัฒนาการทำประมงชายฝั่งและการเพาะเลี้ยง สัตว์น้ำชายฝั่งในพื้นที่รับผิดชอบ
	7) สถาบันวิจัยการเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำชายฝั่ง สงขลา	
	8) ศูนย์วิจัยและพัฒนาประมงชายฝั่งปัตตานี	
	9) ศูนย์วิจัยและพัฒนาประมงทะเลอ่าวไทยตอนล่าง	▪ ค้นคว้าวิจัยเผยแพร่ข่าวสารและส่งเสริมด้านการเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ การประมงทะเลและการแปรรูปสัตว์น้ำ
	10) สำนักงานเจ้าท่าภูมิภาคที่ 4 สาขาสงขลา	▪ ดูแลระบบการเดินเรือและการป้องกันอุบัติเหตุทางน้ำ
	11) สำนักงานเจ้าท่าภูมิภาคที่ 4 สาขาปัตตานี	
	12) ศูนย์อุตุนิยมวิทยาภาคใต้ฝั่งตะวันออก	▪ เฝ้าระวัง รายงาน และเตือนสภาวะอากาศ และแผ่นดินไหวในพื้นที่รับผิดชอบ
	13) สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยเขต 12 สงขลา	▪ กำหนดมาตรการ ส่งเสริมสนับสนุนการป้องกันบรรเทาและฟื้นฟูจากสาธารณภัยในพื้นที่รับผิดชอบ
	14) การท่องเที่ยวแห่งประเทศไทย สำนักงานหาดใหญ่	▪ ส่งเสริมด้านการท่องเที่ยวในพื้นที่รับผิดชอบ
	4.2 หน่วยงานราชการส่วนจังหวัด	
	1) สำนักงานจังหวัดสงขลา	▪ ปฏิบัติงานร่วมกันหรือสนับสนุนการปฏิบัติงานของหน่วยงานอื่นที่เกี่ยวข้องภายในจังหวัด หรืองานที่ได้รับมอบหมาย
	2) สำนักงานจังหวัดปัตตานี	
	3) สำนักงานพลังงานจังหวัดสงขลา	▪ ดูแลกิจการด้านพลังงานควบคู่กับความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อม
	4) สำนักงานพลังงานจังหวัดปัตตานี	▪ ศึกษาและป้องกันผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโครงการฯ
	5) สำนักงานประชาสัมพันธ์จังหวัดสงขลา	▪ ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารของโครงการฯ เพื่อให้ผู้มีส่วนได้เสียและประชาชนทั่วไปรับทราบ
	6) สำนักงานประชาสัมพันธ์จังหวัดปัตตานี	
	7) สำนักงานประมงจังหวัดสงขลา	▪ สนับสนุนอาชีพการประมงที่เหมาะสมในเขตจังหวัดและให้ข้อมูลด้านการประมง
	8) สำนักงานประมงจังหวัดปัตตานี	
	9) สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดสงขลา	▪ ติดตามตรวจสอบและเฝ้าระวังคุณภาพสิ่งแวดล้อมในเขตพื้นที่รับผิดชอบ
	10) สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม จังหวัดปัตตานี	▪ เผยแพร่ข้อมูลและสร้างเครือข่ายการมีส่วนร่วมด้านสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 3.6-1: การจำแนกกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีความเกี่ยวข้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 (ต่อ)

กลุ่ม	ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ	บทบาทหน้าที่/ความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
4. หน่วยงานราชการที่มีบทบาทหน้าที่เกี่ยวข้องกับโครงการฯ (ต่อ)	11) สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดสงขลา 12) สำนักงานสาธารณสุขจังหวัดปัตตานี	<ul style="list-style-type: none"> ติดตามและพัฒนาสุขภาพของประชาชนในจังหวัด จัดบริการระบบสุขภาพให้ประชาชนในจังหวัด
	13) สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดสงขลา 14) สำนักงานป้องกันและบรรเทาสาธารณภัยจังหวัดปัตตานี	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดมาตรการส่งเสริมสนับสนุนการป้องกันบรรเทาและฟื้นฟูจากสาธารณภัยในพื้นที่รับผิดชอบ
	15) สำนักงานการท่องเที่ยวและกีฬาจังหวัดสงขลา 16) สำนักงานการท่องเที่ยวและกีฬาจังหวัดปัตตานี	<ul style="list-style-type: none"> ประชาสัมพันธ์ข้อมูลข่าวสารของโครงการฯ เพื่อให้ผู้มีส่วนได้เสียและประชาชนรับทราบ
	17) สำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดสงขลา 18) สำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัดปัตตานี	<ul style="list-style-type: none"> กำกับ ควบคุม ดูแล และดำเนินการตามกฎหมายว่าด้วยโรงงานซึ่งมีความเกี่ยวข้องกับกิจกรรมที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง
	19) กองกำกับการ 7 กองบังคับการตำรวจน้ำ (จังหวัดสงขลา) 20) กองกำกับการ 7 กองบังคับการตำรวจน้ำ (จังหวัดปัตตานี)	<ul style="list-style-type: none"> ช่วยเหลือเรื่องการบรรเทาสาธารณภัยทางน้ำ กำหนดมาตรการส่งเสริมสนับสนุนการป้องกันบรรเทาและฟื้นฟูจากสาธารณภัยในพื้นที่รับผิดชอบ
	4.2 หน่วยงานราชการส่วนท้องถิ่น	
	1) อำเภอสิงหนคร (จังหวัดสงขลา)	<ul style="list-style-type: none"> ให้ความช่วยเหลือสนับสนุนองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในเขตอำเภอ ได้แก่ เทศบาล องค์การบริหารส่วนตำบล และองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในรูปแบบอื่นๆ ในพื้นที่รับผิดชอบ
	2) เทศบาลเมืองสิงหนคร (จังหวัดสงขลา)	<ul style="list-style-type: none"> เป็นตัวแทนของประชาชนที่อาศัยอยู่ในชุมชนบริเวณรอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง
	3) อำเภอเมืองปัตตานี (จังหวัดปัตตานี)	<ul style="list-style-type: none"> ให้ความช่วยเหลือสนับสนุนองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในเขตอำเภอ ได้แก่ เทศบาล องค์การบริหารส่วนตำบล และองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในรูปแบบอื่นๆ ในพื้นที่รับผิดชอบ
5. องค์กรเอกชน/องค์กรพัฒนาเอกชน สถาบันการศึกษา	5.1 องค์กรเอกชน	
	1) สมาคมการประมงแห่งประเทศไทย	<ul style="list-style-type: none"> ส่งเสริมอาชีพการประมงและมาตรฐานการครองชีพของชาวประมง ประสานงานระหว่างสมาคมการประมงต่างๆ อาจได้รับการร้องเรียนจากสมาชิกของสมาคมประมงเกี่ยวกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการทำประมง การกีดขวางเส้นทางเดินเรือ และกรณีอุบัติเหตุเรือโดนกัน
	2) สมาคมเจ้าของเรือไทย	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มผู้ประกอบการเดินเรือพาณิชย์ที่รวมตัวกัน เพื่อแลกเปลี่ยนข้อมูลข่าวสาร อาจได้รับการร้องเรียนจากผู้ประกอบการเดินเรือพาณิชย์ เกี่ยวกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการกีดขวางเส้นทางเดินเรือ
	3) สมาคมอนุรักษ์สภาพแวดล้อมของกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมัน	<ul style="list-style-type: none"> ให้ความร่วมมือและช่วยเหลือในการระงับเหตุฉุกเฉินและการกักยาระหว่างสมาชิกในกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

ตารางที่ 3.6-1: การจำแนกกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีความเกี่ยวข้องกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 (ต่อ)

กลุ่ม	ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ	บทบาทหน้าที่/ความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ
5. องค์กรเอกชน/องค์กรพัฒนาเอกชน สถาบันการศึกษา (ต่อ)	4) สำนักงานหอการค้าจังหวัดสงขลา 5) สำนักงานหอการค้าจังหวัดปัตตานี 6) สมาอุตสาหกรรมจังหวัดสงขลา 7) สมาอุตสาหกรรมจังหวัดปัตตานี 8) สมาคมธุรกิจการท่องเที่ยวจังหวัดสงขลา 9) สมาคมธุรกิจการท่องเที่ยวจังหวัดปัตตานี	▪ ตัวแทนของภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมที่มีความเกี่ยวข้องกับกลุ่มผู้ประกอบการค้าและบริการที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมต่างๆ ของโครงการฯ
	5.2 องค์กรพัฒนาเอกชน	
	1) กลุ่มองค์กรพัฒนาเอกชน ที่สนใจโครงการฯ ในจังหวัดสงขลาและจังหวัดปัตตานี ซึ่งได้แก่ สมาคมรักษะทะเลไทย มูลนิธิรักบ้านเกิด ภาคใต้ เครือข่ายกลุ่มรักษ์ลุ่มน้ำสาบบุรี และเครือข่ายอาสาสมัครพิทักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมหมู่บ้าน	▪ ส่งเสริมการมีส่วนร่วมของประชาชนด้านการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม
	5.3 สถาบันการศึกษา	
	1) มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตหาดใหญ่ 2) มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตปัตตานี 3) มหาวิทยาลัยราชภัฏนครศรีธรรมราช วิทยาเขตสงขลา 4) มหาวิทยาลัยทักษิณ วิทยาเขตสงขลา 5) มหาวิทยาลัยราชภัฏสงขลา 6) วิทยาลัยประมงติณสูลานนท์	▪ เปิดการเรียนการสอน การศึกษาวิจัย ด้านส่งเสริมการพัฒนาและด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและการจัดการทรัพยากร
6. สื่อมวลชน	6.1 สถานีวิทยุกระจายเสียงแห่งประเทศไทยจังหวัดสงขลา 6.2 สถานีวิทยุกระจายเสียงแห่งประเทศไทยจังหวัดปัตตานี 6.3 สื่อมวลชนอื่นๆ ที่สนใจโครงการฯ ในจังหวัดสงขลาและจังหวัดปัตตานี	▪ เผยแพร่ข้อมูลข่าวสารของโครงการฯ ให้ผู้มีส่วนได้เสียและประชาชนได้รับทราบ
7. ประชาชนทั่วไปที่สนใจโครงการฯ	7.1 ประชาชนทั่วไปในพื้นที่ขอบเขตการศึกษาของโครงการฯ ที่สนใจและต้องการเข้ามามีส่วนร่วม	▪ ต้องการแสดงความคิดเห็นต่อโครงการฯ เนื่องจากมีความสนใจต่อการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ

3.6.1.2 ข้อคิดเห็น ข้อเสนอแนะ และข้อห่วงกังวล จากการดำเนินกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชน

จากการดำเนินกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชน ประกอบด้วย กิจกรรมการรับฟังความคิดเห็น ครั้งที่ 1 และครั้งที่ 2 รวมถึงการสำรวจความคิดเห็นด้วยแบบสอบถาม ซึ่งเปิดโอกาสให้กลุ่มผู้มีส่วนได้เสียได้เข้ามามีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็นและให้ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการพัฒนาโครงการฯ ซึ่งโครงการฯ ได้รวบรวมมาใช้สำหรับประกอบการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมถึงกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม เพื่อป้องกันและลดผลกระทบในประเด็นดังกล่าว สรุปได้ดังแสดงในตารางที่ 3.6-2

ตารางที่ 3.6-2: ข้อคิดเห็น ข้อเสนอแนะ และข้อห่วงกังวล จากการดำเนินกิจกรรมการมีส่วนร่วมของประชาชน ที่ดำเนินการในขั้นตอนการศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2

ประเด็นผลกระทบ	ข้อกังวล/ข้อเสนอแนะจากกิจกรรมการมีส่วนร่วม
<ul style="list-style-type: none"> คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล สิ่งมีชีวิตในทะเล และ ระบบนิเวศทางทะเล 	<ul style="list-style-type: none"> ผลกระทบที่อาจเกิดจากการฟุ้งกระจายของเศษหินจากการเจาะหลุมผลิต ผลกระทบที่อาจเกิดจากคุณสมบัติของเศษหินและโคลนจากการเจาะ โดยเฉพาะปริมาณโลหะและโลหะหนักที่อาจตกค้างในน้ำทะเล ดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสิ่งมีชีวิตในทะเล ควรกำหนดแผนการจัดการการปล่อยสิ่งปนเปื้อนและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจากเรือต่างๆ ให้ชัดเจน ควรเตรียมภาชนะสำหรับรวบรวมเพื่อรอกำจัดให้เพียงพอ ผลกระทบจากการจัดการของเสียของโครงการฯ ผลกระทบจากเรือที่ใช้ในกิจกรรมของโครงการฯ ที่อาจปล่อยสารพิษหรือของเสียลงสู่ทะเล
<ul style="list-style-type: none"> การประมง 	<ul style="list-style-type: none"> ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมงประจำที่ (ซั้ง) ผลกระทบจากการกำหนดเขตพื้นที่ปลอดภัยรัศมี 500 เมตร โดยรอบแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต อาจส่งต่อการสูญเสียพื้นที่การประมง มาตรการชดเชยต่อชาวประมงที่อาจได้รับผลกระทบ เสนอแนะให้แจ้งข้อมูลรายละเอียดการดำเนินโครงการฯ มายังสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี ไม่น้อยกว่า 15 วัน ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ
<ul style="list-style-type: none"> การคมนาคม 	<ul style="list-style-type: none"> ผลกระทบที่อาจเกิดจากการคมนาคมขนส่งทางบก ผลกระทบที่อาจเกิดจากการคมนาคมขนส่งทางน้ำ
<ul style="list-style-type: none"> อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน 	<ul style="list-style-type: none"> ผลกระทบที่อาจมาจากแรงงานต่างชาติ ซึ่งคนกลุ่มนี้อาจเป็นพาหะของโรคได้หากมีการแพร่ระบาดเกิดขึ้นได้
<ul style="list-style-type: none"> สุขภาพของประชาชน 	<ul style="list-style-type: none"> ความกังวลเกี่ยวกับผลกระทบจากการจัดการสารกัมมันตรังสี เสนอแนะให้มีการตรวจสอบสุขภาพของชุมชนรอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง
<ul style="list-style-type: none"> กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ 	<ul style="list-style-type: none"> ผลกระทบที่อาจเกิดจากการรั่วไหลของสารเคมี/น้ำมันในระหว่างการเจาะหลุมผลิตออกสู่ทะเลและสภาพแวดล้อม ผลกระทบจากการพลุ่งขณะเจาะหลุมผลิต ผลกระทบที่อาจเกิดจากอุบัติเหตุเรือบรรทุกสินค้าที่จะมาขนกับแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต เสนอแนะให้มีมาตรการป้องกันเหตุฉุกเฉินจากภัยพิบัติธรรมชาติ เช่น พายุไต้ฝุ่น เป็นต้น

3.6.2 การแจ้งข้อมูลการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯในครั้งนี้

จากการรวบรวมและทบทวนข้อมูลผลการจัดกิจกรรมการมีส่วนร่วมที่เคยดำเนินการไปแล้วในช่วงที่ศึกษาและจัดทำรายงานของโครงการอาทิตยระยะที่ 2 ในปี พ.ศ. 2558 พบว่า กลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่ถูกระบุให้อยู่ในกลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากกิจกรรมโครงการฯ ได้แก่ กลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ ที่เป็นสมาชิกของสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี โดยสามารถสรุปความเกี่ยวข้องกับโครงการฯ และประเด็นที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ได้ดังนี้

- มีโอกาสเข้าทำประมงในพื้นที่โครงการอาทิตย ทั้งแบบประจำที่ (วางซั้ง) และแบบไม่ประจำที่ รวมถึงมีเส้นทางการเดินเรือผ่านบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย
- อาจได้รับผลกระทบจากการเตรียมพื้นที่ และการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมเพิ่มเติมในพื้นที่โครงการอาทิตย เช่น การถูกเคลื่อนย้ายหรือเก็บกู้เครื่องมือประมงประจำที่ (ซั้ง) และเรือประมงถูกกีดขวางเส้นทางเดินเรือเพื่อไปทำประมง เป็นต้น
- อาจได้รับผลกระทบจากการกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในทะเลของโครงการฯ ซึ่งจะทำให้ไม่สามารถเข้าทำประมงในเขตพื้นที่ปลอดภัยได้
- อาจได้รับผลกระทบจากการกีดขวางเส้นทางเดินเรือ และกรณีเกิดอุบัติเหตุเรือโดนกัน

นอกจากนี้ ยังเป็นกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่ ปตท.สผ. เข้าไปร่วมจัดกิจกรรมเพื่อสังคม รวมถึงการเข้าพบเพื่อหารือ และเพื่อสอบถามข้อคิดเห็น และข้อกังวลต่างๆ เป็นประจำทุกปีมาอย่างต่อเนื่อง ตามที่ระบุไว้ในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว

ดังนั้น เพื่อให้กลุ่มผู้มีส่วนได้เสียที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากการใช้พื้นที่ร่วมกันภายในพื้นที่โครงการอาทิตย ได้รับทราบข้อมูลแผนพัฒนาของโครงการฯ ในระยะต่อไป ได้แก่ การติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมเพิ่มเติมทั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล รวมถึงการปรับปรุงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ตามที่เสนอในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในครั้งนี้ โครงการฯ จึงได้จัดทำเอกสารแจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในการดำเนินงานของโครงการฯ (ภาคผนวกที่ 3.6-1) และเผยแพร่ข้อมูลให้กับนายกสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาชิกของสมาคมได้รับทราบ รวมทั้งเปิดโอกาสให้แสดงความคิดเห็นและข้อเสนอแนะ รวมถึงข้อห่วงกังวลที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานในพื้นที่โครงการอาทิตยทั้งที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันและในอนาคต โดยเจ้าหน้าที่ฝ่ายองค์กรสัมพันธ์ของ ปตท.สผ. ได้เข้าพบผู้จัดการสมาคม กรรมการ และปฎิคมในฐานะผู้แทนของนายกสมาคมและสมาชิกสมาคม เพื่อชี้แจงข้อมูล และขอรับฟังข้อเสนอแนะ และข้อห่วงกังวลเมื่อวันที่ 6 กันยายน พ.ศ. 2566 ณ ที่ทำการสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี ดังแสดงในรูปที่ 3.6-1 ซึ่งในเบื้องต้น ผู้แทนของสมาคมที่เข้าร่วมการหารือ ไม่มีข้อห่วงกังวล และข้อเสนอแนะเพิ่มเติม ต่อกรณีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้

รูปที่ 3.6-1: ภาพถ่ายจากการขอเข้าพบเพื่อชี้แจงข้อมูล และเผยแพร่เอกสารแจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในการดำเนินงานของโครงการฯ



อย่างไรก็ตาม หลังจากการเข้าพบและเผยแพร่เอกสารแจ้งการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในการดำเนินงานของโครงการฯ ให้สมาชิกของสมาคมที่สนใจได้มีโอกาสทำความเข้าใจกับข้อมูลดังกล่าวแล้ว เจ้าหน้าที่โครงการฯ ได้ประสานกับเจ้าหน้าที่ของสมาคมเพื่อติดตามขอรวบรวมความคิดเห็นเพิ่มเติม พบว่า ไม่มีข้อห่วงกังวล และข้อเสนอแนะเพิ่มเติม ต่อกรณีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้

บทที่ 4
การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม



4 การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

4.1 ขอบเขตการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม

การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานฉบับนี้ เป็นการแสดงข้อมูลการประเมินผลกระทบจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมในครั้งนี้อย่างเปรียบเทียบกับข้อมูลที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อพิจารณาความเหมาะสมและความเพียงพอของมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) รวมถึงความจำเป็นในการกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม ซึ่งมีกิจกรรมของโครงการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง (รายละเอียดแสดงใน**บทที่ 2**) และนำมาพิจารณาประเด็นผลกระทบตามระยะการดำเนินงาน ดังนี้

ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

- การติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ณ ตำแหน่งใหม่ที่ขอเปลี่ยนแปลง และการเพิ่มจำนวนแท่นหลุมผลิต โดยจะมีแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปหลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ รวมจำนวน 16 แท่น และท่อขนส่งใต้ทะเลจำนวน 16 แนว
- การวางท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม ในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 จำนวน 1 แนว ความยาวประมาณ 2.7 กิโลเมตร

ระยะการเจาะหลุมผลิต

- การเพิ่มจำนวนหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น จากเดิมสูงสุด 16 หลุมต่อแท่น เป็นสูงสุด 24 หลุมต่อแท่น
- การเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ ในระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS)
- การเพิ่มแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้ครอบคลุมลักษณะของแหล่งกักเก็บทุกแบบ โดยจะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง
- การเปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งข้อมูลในรายการของ Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

ระยะการผลิตปิโตรเลียม

- การผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ต่อเนื่องจากที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบันตามแผนพัฒนาที่มีการปรับปรุงใหม่

- การปรับปรุงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) โดยจะนำระบบ CCS มาใช้ในการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์แทนการระบายออกสู่บรรยากาศผ่านระบบเผาก๊าซที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

จากการพิจารณากลับกรองประเด็นผลกระทบที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โดยใช้ตารางเมตริกซ์ (Matrix) เช่นเดียวกับที่นำเสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 (รายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2) ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ดังแสดงในตารางที่ 4.1-1 สามารถจำแนกประเด็นต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่พิจารณาออกเป็น 4 ระดับ สรุปได้ดังนี้

1) ปัจจัยสิ่งแวดล้อมที่ไม่มีความเกี่ยวข้องกับการกิจกรรมของโครงการ เนื่องจากไม่มีแหล่งรับผลกระทบนั้นๆ อยู่ในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการอาทิตย์ หรือไม่มีความเกี่ยวข้องกับการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์ ซึ่งพบว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ประกอบด้วย

- ลักษณะทางภูมิศาสตร์ และสมุทรศาสตร์
- คุณภาพอากาศ เสียง และแสงต่อชุมชน
- ระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม
- การทำประมงพื้นบ้าน (ประมงชายฝั่ง) และการเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำบริเวณชายฝั่ง
- แหล่งท่องเที่ยวบริเวณชายฝั่งและเกาะ
- แหล่งโบราณคดีใต้น้ำ
- ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล

2) ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้ หมายถึง ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น แต่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่วางแผนไว้แล้วอย่างเคร่งครัดและมีประสิทธิภาพ ซึ่งพบว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ดังสรุปประเด็นผลกระทบและมาตรการฯ ที่เกี่ยวข้องในตารางที่ 4.1-2

3) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งไม่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ หมายถึง ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ซึ่งมีการศึกษาและประเมินผลกระทบในรายละเอียดไว้แล้วในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น ดังนั้น จึงสามารถนำมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วมาบังคับใช้สำหรับการดำเนินงานหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ได้โดยไม่ต้องปรับปรุงหรือกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม ดังสรุปประเด็นผลกระทบ และมาตรการฯ ที่เกี่ยวข้องในตารางที่ 4.1-3

4) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นและเกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ หมายถึง ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ซึ่งพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้มีโอกาสที่จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ดังนั้น จึงต้องประเมินผลกระทบในรายละเอียด ทั้งนี้เพื่อให้สามารถพิจารณาความเหมาะสมและความเพียงพอของมาตรการฯ รวมถึงความจำเป็นในการกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม ดังรายละเอียดที่แสดงในหัวข้อที่ 4.2

ตารางที่ 4.1-1: ตารางเมตริกซ์สำหรับการกลั่นกรองประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นของโครงการอาทิตย์

ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ และกิจกรรมหลักในแต่ละระยะ	ปัจจัยสิ่งแวดล้อม																		
	สิ่งแวดล้อมทางกายภาพ									สิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ				คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์				คุณค่าต่อคุณภาพชีวิต	
	ลักษณะทางภูมิศาสตร์	สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ	คุณภาพอากาศของชุมชน	เสียงในบรรยากาศ	เสียงใต้น้ำ	แสง	ธรรมชาติวิทยาได้ทะเล	สมุทรศาสตร์	คุณภาพน้ำทะเล	ลักษณะและคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเล	แพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน	สัตว์น้ำพื้นดิน	สัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์	ระบบนิเวศที่อ่อนไหวและพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อม	การทำประมงพาณิชย์	การทำประมงพื้นบ้าน/การเพาะเลี้ยงสัตว์น้ำ	การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำและสิ่งติดตั้งในทะเล	แหล่งท่องเที่ยว
	แหล่งประวัติศาสตร์	แหล่งโบราณคดี	แหล่งมรดกโลก	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ	แหล่งมรดกทางวัฒนธรรม	แหล่งมรดกทางธรรมชาติ
ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม																			
การเตรียมพื้นที่																			
การขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งในพื้นที่โครงการอาทิตย์																			
การติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล																			
การมีอยู่ของแท่นหลุมผลิตและการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งติดตั้ง																			
การระบายก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการน้ำจากการทดสอบท่อ																			
การจัดการสิ่งปฏิกูล น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจากเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันจากเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายจากเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การปฏิบัติงานของผู้ปฏิบัติงานบนเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การเดินเรือและการทิ้งสมของเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียทางเรือระหว่างพื้นที่โครงการอาทิตย์กับฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียบนฝั่ง																			
ระยะการเจาะหลุมผลิต																			
การเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้ามาติดตั้งที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิต																			
การมีอยู่ของแท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะ และการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งติดตั้ง																			
การเจาะหลุมปิโตรเลียม (ครอบคลุมถึงการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS)																			
การจัดการเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ใช้ในการเจาะ																			
การระบายก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือและแท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจากแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันจากแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายจากแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การปฏิบัติงานของผู้ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะและเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การเดินเรือและการทิ้งสมของเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียทางเรือระหว่างพื้นที่โครงการอาทิตย์กับฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียบนฝั่ง																			
ระยะการผลิตปิโตรเลียม																			
การมีอยู่ของโครงสร้างสำหรับการผลิตปิโตรเลียม และการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งติดตั้ง																			
การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต																			
การระบายก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ รวมถึงกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์																			
การจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ แท่นหลุมผลิต และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการน้ำมันปนเปื้อนน้ำมัน ที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ แท่นหลุมผลิต และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายที่แท่นผลิต แท่นหลุมผลิต เรือกักเก็บปิโตรเลียม และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การปฏิบัติงานของผู้ปฏิบัติงานที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ แท่นหลุมผลิต และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การเดินเรือและการทิ้งสมของเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียทางเรือระหว่างพื้นที่โครงการอาทิตย์กับฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา																			
การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียบนฝั่ง																			
อันตรายร้ายแรงและกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ																			
พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)																			
การโดนกันของเรือ																			
การรั่วไหลของปิโตรเลียม																			
อันตรายร้ายแรงที่เกิดจากการรั่วไหลของปิโตรเลียม																			
การรั่วไหลของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะ																			
การรั่วไหลของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากหลุมอัดกลับก๊าซ																			

- หมายเหตุ: ไม่มีความเกี่ยวข้อง หมายถึง ปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อม ที่ไม่มีความเกี่ยวข้องกับกิจกรรมของโครงการฯ เนื่องจากไม่มีแหล่งรับผลกระทบนั้นๆ อยู่ในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หรือไม่มีความเกี่ยวข้องกับการดำเนินโครงการฯ
- ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้ หมายถึง ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น แต่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่วางแผนไว้แล้วอย่างเคร่งครัดและมีประสิทธิภาพ ซึ่งพบว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ระบุไว้ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ดังสรุปประเด็นผลกระทบและมาตรการฯ ที่เกี่ยวข้องใน**ตารางที่ 4.1-2**
- ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งไม่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อย่างไรก็ตาม ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ซึ่งมีการศึกษาและประเมินผลกระทบในรายละเอียดไว้แล้ว ในรายงานโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น ดังนั้น จึงสามารถนำมาตราการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วมาใช้สำหรับการดำเนินงานหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ได้โดยไม่จำเป็นต้องปรับปรุงหรือกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม ดังสรุปประเด็นผลกระทบ และมาตรการฯ ที่เกี่ยวข้องใน**ตารางที่ 4.1-3**
- ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นและเกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อย่างไรก็ตาม ประเด็นผลกระทบต่อปัจจัยด้านสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ซึ่งพิจารณาว่าการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ ในครั้งนี้มีโอกาสที่จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ดังนั้น จึงต้องประเมินผลกระทบในรายละเอียดต่อไป ดังแสดงใน**หัวข้อที่ 4.2**

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ (ก๊าซเรือนกระจก)	การระบายมลสารในกลุ่มก๊าซเรือนกระจก จากการใช้เชื้อเพลิงบนแท่นผลิต แท่นหลุมผลิต เรือกักเก็บปิโตรเลียม แท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ รวมถึงการระบายก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติบนแท่นผลิตอาทิตย์ อาจส่งผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ	✓	✓	✓	<p>การเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ และการระบายก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ มีผลต่อการเพิ่มขึ้นของปริมาณก๊าซเรือนกระจก (GHGs) ในบรรยากาศ ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ไนตรัสออกไซด์ (N₂O) และมีเทน (CH₄) ซึ่งเป็นก๊าซที่มีคุณสมบัติในการดูดซับคลื่นรังสีความร้อน หรือรังสีอินฟราเรดได้ดี ผลที่ตามมา คือ ชั้นบรรยากาศมีความสามารถในการกักเก็บรังสีความร้อนได้มากขึ้น และเป็นผลกระทบในระยะยาว เนื่องจากก๊าซ CO₂ สามารถคงตัวอยู่ในชั้นบรรยากาศได้นานถึง 200-250 ปี ส่วนก๊าซ N₂O และ CH₄ สามารถคงตัวอยู่ในชั้นบรรยากาศได้เฉลี่ยที่ 120 ปี และ 12.2 ปี ตามลำดับ (API, 2009) และอาจส่งผลกระทบต่อพื้นที่เป็นบริเวณกว้างได้ โดยจากการบันทึกข้อมูลปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกจากดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2565 พบว่า มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในช่วง 57,187-783,806 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อเดือน โดยคิดเป็นปริมาณรวม 783,806 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี โดยในจำนวนนี้เป็นการปล่อยจากระบบเผาไหม้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี</p> <p>อย่างไรก็ตาม โครงการฯ จะให้ความสำคัญในการจัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร ของแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ และจะจัดให้มีมาตรการในการสนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษา และสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ดังนั้นจึงพิจารณาว่าโครงการฯ ได้มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอ จึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p> <p>นอกจากนี้ หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการอาทิตย์มีแผนที่จะติดตั้งระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) เพื่อให้มีระบบการจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ที่แยกออกจากกระบวนการลดคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Removal) โดยจะนำมาใช้แทนการระบายทิ้งผ่านระบบเผาก๊าซ (Flaring System) และคาดว่าจะมีขีดความสามารถในการลดปริมาณการระบายก๊าซ CO₂ จากกระบวนการผลิตลงได้ประมาณ 0.55 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี (คิดเป็นร้อยละ 50 จากอัตราการผลิตปิโตรเลียมสูงสุด)</p>	<ul style="list-style-type: none">■ จัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้■ ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.■ จัดทำบัญชีการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เพื่อประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกจากบรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
เสียงใต้น้ำ และสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์	การติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม การติดตั้งแท่นเจาะ การเจาะหลุมปิโตรเลียม และการสัญจรของเรือที่ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการฯ อาจทำให้มีระดับเสียงใต้น้ำเพิ่มขึ้น และอาจส่งผลกระทบต่อเนื่องไปยังสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์	✓	✓	✓	<p>จากการศึกษารวบรวมข้อมูลสัตว์ทะเลหายาก พบว่า บริเวณพื้นที่โครงการฯ ไม่ได้เป็นแหล่งที่อยู่อาศัยของสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์ (เต่าทะเล พะยูน วาฬ และโลมา) แต่อาจอยู่ในเส้นทางการเดินทางเพื่อหาอาหารของวาฬและโลมาบางชนิดเท่านั้น ซึ่งอาจพบเห็นได้เป็นครั้งคราว จึงพิจารณาว่ากิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม การติดตั้งแท่นเจาะ การเจาะหลุมปิโตรเลียม และการสัญจรของเรือที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ อาจเพิ่มระดับเสียงใต้น้ำทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อเนื่องไปยังสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์</p> <p>ทั้งนี้ กิจกรรมการสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side scan sonar ซึ่งจะทำให้เกิดคลื่นเสียงใต้น้ำ ที่อาจส่งผลกระทบต่สิ่งมีชีวิตในทะเลได้ โดยเฉพาะสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล เช่น กลุ่มวาฬและโลมา ซึ่งมีความอ่อนไหวต่อความถี่ของคลื่นเสียงบางช่วง และอาจส่งผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมของวาฬและโลมา หากเป็นระดับเสียงในช่วงความถี่เดียวกับที่วาฬและโลมาใช้ในการสื่อสาร</p> <p>อย่างไรก็ตาม กิจกรรมการสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลเป็นกิจกรรมที่เกิดขึ้นในระยะเวลาและพื้นที่จำกัด นอกจากนี้ เสียงที่เกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ส่วนใหญ่เป็นลักษณะของเสียงที่เกิดขึ้นจากการเดินเรือในทะเลโดยทั่วไป จึงไม่มีแหล่งกำเนิดผลกระทบที่อาจส่งผลกระทบต่อสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์บางชนิดที่ใช้คลื่นเสียงในการสื่อสาร โดยเสียงที่ดังขึ้นกว่าสภาพปกติจะเกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่มีการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ บางกิจกรรม เช่น การติดตั้งแท่นหลุมผลิต ซึ่งเกิดขึ้นในระยะสั้นเท่านั้น และมีขอบเขตจำกัดอยู่ในบริเวณรอบพื้นที่ที่มีการปฏิบัติงาน โดยสัตว์ทะเลซึ่งรวมถึงวาฬและโลมา สามารถเคลื่อนที่ออกจากพื้นที่ที่มีกิจกรรมในช่วงเวลาดังกล่าวเพื่อหลีกเลี่ยงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น และเมื่อกิจกรรมสิ้นสุดลงก็สามารถกลับเข้ามาในพื้นที่ได้</p> <p>ดังนั้น จึงพิจารณาว่า โครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่จัดเตรียมไว้ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆจำกัดขนาดพื้นที่สำรวจสภาพพื้นท้องทะเลให้อยู่ในพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และ 500 เมตร ตามแนวทอขนสงใต้ทะเล ที่จะติดตั้งแท่นนั้นการสำรวจสภาพพื้นทะเลของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์และมีนโยบายในการดำเนินงานตามหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice) และเป็นสากล ซึ่งรวมถึงมีการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นต่อสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ได้แก่<ul style="list-style-type: none">- ใช้เรือแล่นสำรวจในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และโดยรอบ เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่สำรวจ ก่อนสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar- ในขณะเริ่มสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ให้ทำ Soft start โดยเริ่มเปิด-ปิดอุปกรณ์ส่งคลื่นด้วยความถี่ต่างๆ ก่อนเป็นระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 20 นาที เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่ดำเนินการ

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
เสียงใต้น้ำ และสัตว์ทะเลหายากหรือใกล้สูญพันธุ์ (ต่อ)	(ต่อ)	✓	✓	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">- หากพบว่าสัตว์เสี่ยงถูกด้วยนมอยู่ในรัศมี 1 กิโลเมตร จากตำแหน่งเรือสำรวจ หรือตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ให้ชะลอการดำเนินการออกไปจนกว่าสัตว์เสี่ยงถูกด้วยนมจะเคลื่อนย้ายออกนอกระยะรัศมี 1 กิโลเมตร■ หากพบสัตว์เสี่ยงถูกด้วยนมในทะเลระหว่างการดำเนินงาน ให้บันทึกจำนวนและชนิดของสัตว์เสี่ยงถูกด้วยนมที่พบ เพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงในอนาคต
ธรณีวิทยาใต้ทะเล	การเจาะหลุมผลิต และการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS อาจส่งผลกระทบต่อสภาพทางธรณีวิทยาใต้ทะเล	-	✓	-	การเจาะหลุมผลิตและหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ของโครงการฯ ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยในปัจจุบันของอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย โดยออกแบบหลุมให้มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 6 ¼-22 นิ้ว เพื่อให้เหมาะสมกับการเจาะผ่านชั้นหินแต่ละช่วงไปยังระดับความลึกของแหล่งกักเก็บเป้าหมายที่จะผลิต และการอัดกลับก๊าซ CO ₂ จากนั้นจะมีการลงท่อกรูและยึดให้แน่นด้วยซีเมนต์ เพื่อช่วยป้องกันไม่ให้ผนังของหลุมพังทลาย ซึ่งจะไม่ทำให้โครงสร้างทางธรณีวิทยาใต้ทะเลเปลี่ยนแปลงไปแต่อย่างใด	<ul style="list-style-type: none">■ ลงท่อกรูและยึดให้แน่นด้วยซีเมนต์ เพื่อช่วยป้องกันไม่ให้ผนังของหลุมพังทลาย

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเลและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	กิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม และการทิ้งสมอของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน อาจรบกวนดินตะกอนพื้นท้องทะเล และน้ำทะเล และโลหะที่เป็นวัสดุป้องกันการกัดกร่อน สิ่งติดตั้งใต้ทะเลอาจทำให้เกิดผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล	✓	✓	✓	<p>การติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และการวางท่อขนส่งใต้ทะเล เป็นกิจกรรมที่ต้องวางองค์ประกอบต่างๆ บนพื้นท้องทะเล ซึ่งทำให้เกิดการฟุ้งกระจายของดินตะกอนพื้นท้องทะเลในตำแหน่งที่ปฏิบัติงาน และอาจทำให้เกิดความขุ่นน้ำทะเลในบริเวณใกล้เคียงเป็นระยะเวลาชั่วคราว รวมทั้งอาจมีโลหะจากวัสดุป้องกันการกัดกร่อนปล่อยประจุออกสู่น้ำทะเล</p> <p>อย่างไรก็ตาม กิจกรรมดังกล่าวมีขั้นตอนในการออกแบบและติดตั้งเป็นไปตามมาตรฐานสากล ส่วนการวางท่อขนส่งใต้ทะเลลงบนพื้นท้องทะเลจะไม่มีการฝังกลบหรือการขุดร่อง และการเลือกใช้วัสดุป้องกันการกัดกร่อนสิ่งติดตั้งใต้ทะเลที่เป็นโลหะที่มีความเป็นพิษต่ำ</p> <p>ดังนั้น จึงคาดว่าหากโครงการฯ ดำเนินการตามขั้นตอนที่กำหนดไว้ตามแผนงานจะสามารถควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากกิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้</p>	<ul style="list-style-type: none">ออกแบบและติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล ตามมาตรฐานสากลวางท่อขนส่งใต้ทะเลลงบนพื้นท้องทะเลโดยไม่มีการฝังกลบหรือการขุดร่องติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลในบริเวณที่กำหนดไว้ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกำกับแล้วเท่านั้นตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกาะกับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน	การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต และการจัดการน้ำจากการทดสอบท่อที่ไม่เหมาะสมอาจส่งผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน	✓	-	✓	<p>กระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์จะแยกน้ำออกจากปิโตรเลียม (ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)) เรียกว่า น้ำจากกระบวนการผลิต (Produced water) ซึ่งหากมีการจัดการที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อปะการังและลูกปลาวัยอ่อนที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง อย่างไรก็ตาม โครงการฯ มีระบบการอัดน้ำกลับ (Water injection system) ที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อให้สำหรับจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตด้วยวิธีการอัดกลับลงหลุมอัดน้ำกลับทั้งหมด ซึ่งจะไม่ทำให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล โดยมีมาตรการในการทำให้ระบบการอัดน้ำกลับสามารถจัดการน้ำจากการบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดได้อย่างเหมาะสม เช่น การจัดทำมีอุปกรณ์สำรอง หรือการดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน รวมถึงบริหารจัดการกระบวนการผลิตเพื่อไม่ต้องปล่อยน้ำจากกระบวนการผลิตลงสู่สิ่งแวดล้อมในทะเล</p> <p>สำหรับน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะเกิดขึ้นในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งจะสามารถส่งน้ำจากการทดสอบท่อส่งผ่านระบบท่อขนส่งได้น้ำ ไปยังระบบการอัดน้ำกลับที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน เพื่อไม่ต้องปล่อยลงสู่สิ่งแวดล้อมในทะเลเช่นเดียวกันกับน้ำจากกระบวนการผลิต อย่างไรก็ตาม หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น รวมทั้งโครงการฯ จะเลือกใช้สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเลที่สามารถย่อยสลายได้ทางชีวภาพและไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม</p> <p>ดังนั้น จึงพิจารณาว่าโครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">จัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นโดยไม่มีกระบวนการลงทะเล ด้วยการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมดจัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ในระบบอัดน้ำกลับ และหลุมอัดน้ำกลับจัดเตรียมอุปกรณ์สำรองที่สำคัญในระบบอัดน้ำกลับไว้ เพื่อให้สามารถรักษาขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำไว้ให้เหมาะสมกับอัตราการเกิดของน้ำจากกระบวนการผลิตอยู่เสมอในกรณีที่เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักไม่สามารถใช้งานได้ ให้ใช้เครื่องสูบน้ำอัดกลับสำรองแทน พร้อมทั้งซ่อมแซมเครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักให้สามารถทำงานได้ตามปกติบันทึกข้อมูลปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดเป็นรายวัน พร้อมทั้งวิธีการจัดการจัดให้มีและดำเนินการตามแผนตรวจสอบข้อมูลหลุมอัดน้ำกลับ เพื่อใช้ประเมินความสามารถในการรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจริง

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	การจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต และการจัดการน้ำจากการทดสอบท่อที่ไม่เหมาะสมอาจส่งผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	✓	-	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">■ กรณีที่มีน้ำจากกระบวนการผลิตสูงกว่าปริมาณสูงสุดที่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตสามารถรองรับได้ จะปรับลดปริมาณการผลิตจากหลุมผลิตที่มีสัดส่วนของน้ำในปิโตรเลียมสูง เพื่อรักษาอัตราการเกิดน้ำจากกระบวนการผลิตไม่ให้สูงเกินขีดความสามารถในการรองรับของระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต■ ในกรณีที่ไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้■ จะดำเนินการแก้ไขเหตุการณ์ตามแผนที่เสนอไว้ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยจะหยุดการผลิตชั่วคราวจนกว่าจะสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตได้โดยไม่มีภาระบายลงทะเล■ ใช้สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล (เช่น สารป้องกันการผุกร่อน สารลดออกซิเจน และสีย้อม) ที่สามารถย่อยสลายได้ทางชีวภาพ ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม หรือมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด■ ส่งน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ ไปตามระบบท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังแท่นผลิต เพื่อจัดการเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต■ หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
ท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล	กิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม และการทิ้งสมอเรือในตำแหน่งที่ไม่เหมาะสมอาจส่งผลกระทบต่อท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ สายเคเบิลใต้น้ำ และสิ่งติดตั้งในทะเล	✓	✓	✓	<p>จากการตรวจสอบพื้นที่โครงการฯ กับหน่วยงานที่ดูแลรับผิดชอบท่อส่งปิโตรเลียมใต้น้ำ และสายเคเบิลใต้น้ำ ซึ่งได้แก่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) และบริษัท กสท โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) (ปัจจุบัน คือ บริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน)) พบว่า สายเคเบิลใต้น้ำ และแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติของ ปตท. อยู่ห่างจากตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิต มากกว่า 500 เมตร ดังนั้น จึงไม่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากการดำเนินงานติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยต้องคำนึงถึงการทิ้งสมอเรือในตำแหน่งที่เหมาะสม ซึ่งจะไม่ก่อให้เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างใต้น้ำที่อยู่ในพื้นที่โครงการฯ</p> <p>อย่างไรก็ตาม ในขั้นตอนการกำหนดตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมโครงการฯ จะดำเนินการสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล และสังเกตขวางบนพื้นท้องทะเล รวมทั้งได้นำข้อมูลที่ได้จากการตรวจสอบพื้นที่โครงการฯ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องข้างต้นมาใช้สำหรับวางแผนการดำเนินงาน และในกรณีที่จำเป็นต้องติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในแนวเขตปลอดภัยของท่อส่งปิโตรเลียม หรือสายเคเบิลใต้น้ำ จะต้องแจ้งหน่วยงานที่ดูแลท่อส่งปิโตรเลียม หรือสายเคเบิลใต้น้ำ และการติดตั้งโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปตามข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องกับท่อส่งปิโตรเลียม หรือสายเคเบิลใต้น้ำนั้น</p> <p>ดังนั้น จึงพิจารณาว่าโครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">■ ทิ้งสมอเรือ หรือผูกเรือในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น■ ทิ้งสมอเรือให้มั่นคง และตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจพบว่าสมอเรือเกาะกับพื้นท้องทะเลให้ดำเนินการทิ้งสมอเรือใหม่■ กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงาน ต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ■ กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมกับจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำ ไยแก่วังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
		ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม				
การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียระหว่างพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งในพื้นที่โครงการอาทิตย์ และท่าเทียบเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา อาจส่งผลกระทบต่อ การคมนาคมขนส่งทางน้ำในบริเวณพื้นที่ใกล้ชายฝั่งจังหวัดสงขลา	✓	✓	✓	การเดินทางบริเวณใกล้ชายฝั่งโดยเฉพาะบริเวณปากทะเลสาบสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา อาจรบกวนการเดินทางเรืออื่นๆ อย่างไรก็ตามเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานโครงการฯ จะปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนดหลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 เพื่อลดผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมทางน้ำในบริเวณดังกล่าว ดังนั้น จึงพิจารณาว่าโครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม	<ul style="list-style-type: none">■ การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือในจังหวัดสงขลา จะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
สุขภาพอนามัยของประชาชน	การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียบนฝั่ง อาจส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของประชาชน	✓	✓	✓	<p>การขนส่งวัสดุ อุปกรณ์ สารเคมี และของเสียบนฝั่ง เป็นกิจกรรมที่อาจส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของประชาชนทั่วไปบนฝั่ง อย่างไรก็ตาม เนื่องจากโครงการฯ จะใช้ฐานสนับสนุนบนฝั่งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน คือ ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ซึ่งอยู่ภายใต้การบริหารจัดการตามเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว โดยกิจกรรมของโครงการฯ จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงขีดความสามารถในการรองรับของพื้นที่ดังกล่าว และการศึกษาผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมที่ฐานสนับสนุนบนฝั่งไม่ได้อยู่ในขอบเขตของการศึกษาเพื่อประเมินผลกระทบในรายงานฉบับนี้</p> <p>อย่างไรก็ตาม ในขั้นตอนการขนส่งของเสียประเภทต่างๆ ของโครงการฯ ได้มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอ จึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">■ ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง■ กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น<ul style="list-style-type: none">- จำกัดความเร็วการขับขี่รถบรรทุกทุกตามที่กฎหมายกำหนด- ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น- ผู้ขับขี่รถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด- ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
การให้บริการด้านสุขภาพ	กรณีการเจ็บป่วยของผู้ปฏิบัติงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ และกรณีการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีผู้ปฏิบัติงานได้รับบาดเจ็บ อาจส่งผลกระทบต่อให้บริการด้านสุขภาพสำหรับประชาชนบนฝั่ง	✓	✓	✓	เพื่อให้สามารถรองรับการตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ เช่น กรณีเกิดอุบัติเหตุ หรือภาวะเจ็บป่วย/บาดเจ็บร้ายแรง ได้ทันทั่วถึง กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. จึงได้จัดเตรียมแผนการติดต่อและประสานเพื่อขอความช่วยเหลือบริษัทผู้รับเหมาให้บริการทางการแพทย์ เพื่อทำการรักษาผู้ป่วยและเคลื่อนย้ายไปยังโรงพยาบาลในเครือข่ายของบริษัทผู้รับเหมาให้บริการทางการแพทย์ ทั้งนี้ ในปัจจุบันโรงพยาบาลที่มีศักยภาพเพียงพอและตั้งอยู่ใกล้เคียงกับฐานสนับสนุนการพัฒนปิโตรเลียม สงขลา คือ โรงพยาบาลกรุงเทพหาดใหญ่ ซึ่งมีความพร้อมในการรองรับเหตุการณ์ไม่ปกติ ทั้งอุบัติเหตุ หรือการเจ็บป่วยฉุกเฉินตลอด 24 ชั่วโมง ดังนั้น จึงพิจารณาว่าโครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม	<ul style="list-style-type: none">กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
กรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	✓	✓	✓	<p>พายุหมุนเขตร้อนที่อาจพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลกระทบต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยอาจทำให้เกิดการบาดเจ็บ เสียชีวิต รวมถึงทำให้เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ รวมถึงแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานได้</p> <p>อย่างไรก็ตาม โครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม และแท่นเจาะที่โครงการฯ จะนำมาปฏิบัติงานได้รับการออกแบบมาให้มีความคงทนต่อสภาพคลื่นลมในอ่าวไทยได้ ทั้งในสภาวะปกติและสภาวะการเกิดพายุหมุนเขตร้อน อย่างไรก็ตาม การเกิดพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น) มีโอกาสเกิดขึ้นยาก และกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ไม่เคยได้รับความเสียหายอย่างรุนแรงจากพายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น) ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานที่ผ่านมา แม้ว่าในรอบ 71 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2494-2564) มีพายุหมุนเขตร้อนที่เคลื่อนตัวเข้าสู่ประเทศไทยเฉลี่ยปีละ 2.9 ลูกต่อปี โดยส่วนใหญ่เป็นพายุดีเปรสชั่น ส่วนที่มีกำลังแรงขนาดพายุโซนร้อนหรือไต้ฝุ่นมีโอกาสเคลื่อนเข้าสู่ประเทศไทยน้อย มีสถิติพายุเขตร้อนเข้าสู่ประเทศไทยทั้งหมด 204 ลูก โดยมีเพียง 19 ครั้ง ที่มีกำลังแรงเป็นพายุโซนร้อน และมีเพียงครั้งเดียวที่พายุเคลื่อนเข้ามาขณะมีกำลังแรงเป็นพายุไต้ฝุ่น คือ ไต้ฝุ่นเกย์ ในปี พ.ศ. 2532 (<i>กองพัฒนามหาสมุทรและวิทยาศาสตร์, 2565</i>)</p> <p>นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้จัดเตรียมแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินสำหรับกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น และทบทวน ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองเหตุตามแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอเป็นประจำทุกปี รวมถึงจะมีการติดตามข้อมูลสภาพอากาศเป็นประจำ โดยหากพบการก่อตัวของพายุหมุนเขตร้อนในทะเลจีนใต้ จะทำการแจ้งเตือนและรายงานทิศทางเคลื่อนไหวก่อนพายุให้เรือต่างๆ และแท่นเจาะปฏิบัติตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น โครงการฯ จึงสามารถเตรียมการอพยพพนักงานออกจากพื้นที่โครงการฯ ได้อย่างทันทั่วถึงและปลอดภัย</p> <p>ดังนั้น จึงพิจารณาว่าโครงการฯ มีมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอจึงไม่จำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">■ จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี■ ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวัน เพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
กรณีการโดนกันของเรือ	อุบัติเหตุการโดนกันของเรือ หรือเรือชนเข้ากับโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สิน และเกิดการบาดเจ็บของบุคคลที่อยู่ในเรือที่โดนกัน	✓	✓	✓	<p>เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ชนเข้ากับโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ซึ่งอาจทำให้เกิดความเสียหายแก่ทรัพย์สินของเรือฝ่ายใดฝ่ายหนึ่ง หรือทั้ง 2 ฝ่าย และอาจทำให้เกิดการบาดเจ็บของบุคคลที่อยู่ในเรือที่โดนกัน อย่างไรก็ตาม ข้อมูลจากเอกสารเผยแพร่ Risk Assessment Data Directory ของ International Association of Oil & Gas Producers (OGP, 2010) ซึ่งแสดงความถี่ของโอกาสการเกิดเหตุการณ์เรือโดนกันในกรณีต่างๆ พบว่า กรณีการโดนกันของเรืออื่นๆ กับเรือหรือโครงสร้างที่ใช้งานอยู่ในพื้นที่ดำเนินการจะมีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นน้อยกว่ากรณีการโดนกันของเรือและโครงสร้างที่ใช้ในพื้นที่ดำเนินการ เนื่องจากพื้นที่ดำเนินการกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมในทะเลส่วนใหญ่จะไม่ใช้เส้นทางเดินเรือหลัก และในปัจจุบันเรือเดินทะเลมีระบบการนำทาง และการแสดงตำแหน่งที่ทันสมัย รวมทั้งมีระบบการแจ้งเตือนจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งแต่ละแห่ง ในขณะที่เรือที่ใช้ในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมีความถี่ของการเดินเรือและการปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่โครงการฯ มากกว่าเมื่อเทียบกับเรืออื่นๆ โดยความถี่ของโอกาสที่จะเกิดการโดนกันของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เท่ากับ 5.6×10^{-3} ครั้งต่อการดำเนินงานนาน 1 ปี หรือคิดเป็น 1 ครั้งในการดำเนินงาน 179 ปี (OGP, 2010)</p> <p>นอกจากนี้ ก่อนการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม โครงการฯ จะประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อขอให้กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ ออกประกาศชาวเรือ และขอความร่วมมือไปหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อแจ้งให้ชาวเรือทราบถึงกำหนดการและพื้นที่ดำเนินการกิจกรรมของโครงการฯ โดยแจ้งล่วงหน้าเป็นเวลา 1 เดือน ก่อนเริ่มดำเนินการกิจกรรมโครงการฯ ดังนั้น จึงพิจารณาว่าการโดนกันของเรือในพื้นที่โครงการฯ เป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย รวมทั้ง โครงการฯ มีแผนตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ รวมถึงจะปฏิบัติตามมาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอ จึงไม่ต้องทำการประเมินผลกระทบและกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">■ จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)■ จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที■ จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ

ตารางที่ 4.1-2: ประเด็นผลกระทบที่สามารถควบคุมได้ด้วยการดำเนินงานตามขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้ว (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			รายละเอียด/เหตุผล	มาตรการหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานที่กำหนดไว้แล้วสำหรับโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
การรั่วไหลของปิโตรเลียม	การรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเลในระหว่างการดำเนินงานจะส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล	-	✓	✓	<p>ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมในทะเลจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ ได้แก่ การรั่วไหลจากกรณีการพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมปิโตรเลียม การรั่วไหลจากแท่นผลิต แท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล</p> <p>อย่างไรก็ตาม เนื่องจากปิโตรเลียมที่ได้จากพื้นที่โครงการอาทิตย์เป็นก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) กรณีเกิดการรั่วไหลจะมีการระเหยและสลายตัวได้เร็ว ประกอบกับตำแหน่งที่ตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ มีระยะห่างจากเกาะและชายฝั่งค่อนข้างมาก โดยมีระยะห่างจากเกาะโลซิน ซึ่งเป็นแหล่งรับผลกระทบที่ใกล้ที่สุดเป็นระยะทางถึง 97 กิโลเมตร นอกจากนี้ ปตท.สผ. มีแผนฉุกเฉินเพื่อรองรับการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้น ซึ่งจะมีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์น้ำมันหกรั่วไหลอย่างสม่ำเสมอ</p> <p>ดังนั้น มาตรการและแนวทางปฏิบัติที่ได้ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบันซึ่งมีความเหมาะสมและเพียงพอ จึงไม่ต้องทำการประเมินผลกระทบและกำหนดมาตรการเพิ่มเติม</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับต้น เพื่อใช้ในการวางแผน การเจาะหลุมผลิต เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับต้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง▪ ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ▪ ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้ในที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันทั่วทั้งที่ และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ▪ บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น▪ ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ▪ ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ▪ จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเล อย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ.▪ จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงาน นอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ▪ ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีหกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3▪ ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด▪ กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบต่อชายฝั่ง จะต้องแจ้งประสานเริ่มต้นดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ได้แก่<ul style="list-style-type: none">- การทำความสะอาดบริเวณชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ- การฟื้นฟูทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม- การดำเนินการตามแผนการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
ผลกระทบจากการดำเนินงานตามแผนงาน						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และ ลูกปลาวัยอ่อน	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	✓	✓	✓	<p>สิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค เป็นน้ำเสียประเภทที่ไม่มียังประกอบที่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล แต่มีองค์ประกอบเป็นสารอินทรีย์ ธาตุอาหาร ของแข็งแขวนลอย และแบคทีเรีย ในปริมาณสูง ซึ่งอาจส่งผลให้แบคทีเรียต้องการใช้ออกซิเจนในน้ำทะเล ในการย่อยสลายสารอินทรีย์ในปริมาณที่สูงขึ้น (ค่า Biological Oxygen Demand หรือค่าบีโอดี) จึงอาจทำให้ปริมาณออกซิเจนละลาย (ค่า Dissolved Oxygen หรือดีโอ) ลดลงชั่วคราว ในบริเวณจุดที่มีการระบายสิ่งปฏิกูลและน้ำเสียลงสู่ทะเล โดยปริมาณสิ่งปฏิกูลและน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะแปรผันตามจำนวนผู้ปฏิบัติงานอยู่บนพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งแต่ละส่วน ซึ่งหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จะไม่มีการเปลี่ยนแปลงจำนวนพนักงานผู้ปฏิบัติงานในทุกระยะ</p> <p>นอกจากนี้ สิ่งปฏิกูลจะถูกรวบรวมเข้าไปบำบัดด้วยระบบบำบัดที่ติดตั้งอยู่บนแท่นที่פקอาศัย แท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ก่อนระบายลงสู่ทะเลตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ซึ่งเป็นระบบการจัดการที่ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน และจะดำเนินการอย่างต่อเนื่องโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลง</p> <p>ดังนั้น จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจึงอยู่ในระดับต่ำ จะไม่เปลี่ยนแปลง หากหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการฯ ดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และดำเนินการตามมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none">เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของสิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทยเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น<ul style="list-style-type: none">- มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด- การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และ ลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการน้ำมันเปื้อนน้ำมัน	✓	✓	✓	<p>การปฏิบัติงานของโครงการฯ จะทำให้เกิดน้ำมันเปื้อนน้ำมัน ซึ่งจะได้รับการจัดการโดยวิธีการที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน และจะดำเนินการต่อเนื่องโดยไม่มีการเปลี่ยนแปลง ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none">■ น้ำมันเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องของแท่นเจาะและเรือขนาดใหญ่กว่า 400 ตันกรอสส์ ซึ่งจะถูกรวบรวมเก็บไว้ในถังเก็บน้ำมันเปื้อนน้ำมัน (Bilge tank) แล้วส่งเข้าอุปกรณ์กรองน้ำมันก่อนระบายลงสู่ทะเลตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ส่วนน้ำมันที่ได้จากการแยกจะเก็บไว้เพื่อรอการขนส่งไปยังฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาต่อไป เช่นเดียวกับน้ำมันเปื้อนน้ำมันเนื่องจากกิจกรรมการซ่อมบำรุงและล้างทำความสะอาดอุปกรณ์ และหากมีการหกรั่วไหลของน้ำมันจะทำความสะอาดด้วยวัสดุดูดซับ แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุ เพื่อขนส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย■ น้ำที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของปิโตรเลียมสูงจากแท่นหลุมผลิต จะถูกรวบรวมที่ถังกักเก็บ (Sump tank) เพื่อรอการสูบกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต■ น้ำที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของปิโตรเลียมสูงจากกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตจะถูกรวบรวมด้วยระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system) ก่อนส่งไปที่ถังกักเก็บ ที่เรียกว่า “Open drain vessel” ซึ่งจะทำหน้าที่แยกน้ำมันที่ปนเปื้อนออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกได้ไปยังระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) เพื่อส่งน้ำมันกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตต่อไป ทั้งนี้ ส่วนของน้ำที่แยกได้จาก “Open drain vessel” ซึ่งอาจมีน้ำมันปนเปื้อนอยู่ในปริมาณเล็กน้อยจะถูกส่งไปยังท่อแยกน้ำมันได้ทะเล (Disposal tube) ซึ่งถูกออกแบบให้น้ำมันแยกชั้นลอยขึ้นด้านบน ส่วนน้ำซึ่งมีความหนาแน่นมากกว่าจะไหลลงสู่ด้านล่างออกสู่ทะเล โดยมีการสูบน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนเพื่อนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิต เช่นเดียวกับน้ำฝนที่ระบายจากพื้นที่ที่มีโอกาสการปนเปื้อนของน้ำมันและสารปิโตรเลียมต่ำ เพื่อเก็บน้ำมันที่แยกชั้นอยู่ผิวด้านบนแล้วนำกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตอีกครั้ง <p>ดังนั้น จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการน้ำมันเปื้อนน้ำมันจึงอยู่ในระดับต่ำ จะไม่เปลี่ยนแปลง หากหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการฯ ดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงาน ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และดำเนินการตามมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none">■ แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น<ul style="list-style-type: none">- ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด- วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำมันเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง- การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือป้อน้ำมัน (Oil record book)■ น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนแท่นเจาะ และเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง■ เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขต่อไปนี้

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเลแพลงก์ตอน และลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการน้ำมันปนเปื้อนน้ำมัน (ต่อ)	✓	✓	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">- เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ- เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน▪ จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียในภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรอการนำไปกำจัดบนฝั่ง▪ หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันในพื้นที่ปฏิบัติงาน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาดแล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง▪ รวบรวมน้ำที่ระบายออกจากพื้นที่ซึ่งมีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้กลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หรือรวบรวมน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้ส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อไม่ให้เกิดการระบายทั้งน้ำมันปนเปื้อนน้ำมันลงสู่ทะเลโดยตรง▪ จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ ในระบบระบายน้ำ ทั้งในระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) และระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system)

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้ว สำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และ ลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย	✓	✓	✓	<p>การปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ จะก่อให้เกิดของเสียไม่อันตราย หรือมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย ซึ่งคาดว่าปริมาณของเสียที่เกิดขึ้นส่วนใหญ่จะเป็นของเสียไม่อันตราย ซึ่งประกอบด้วย เศษอาหาร บรรจุภัณฑ์ของเครื่องอุปโภคบริโภค บรรจุภัณฑ์เพื่อการขนส่งที่สามารถรีไซเคิลได้ และของเสียที่ไม่มีการปนเปื้อนน้ำมันหรือสารเคมีและไม่สามารถรีไซเคิลได้ สำหรับของเสียอันตรายที่เกิดขึ้น ได้แก่ น้ำมันใช้แล้วทุกชนิด ของเสียที่ปนเปื้อนสารเคมีหรือน้ำมัน และของเสียอันตรายอื่นๆ เช่น แบตเตอรี่ใช้แล้ว กระป๋องสเปรย์ หลอดฟลูออเรสเซนต์ใช้แล้ว เป็นต้น ซึ่งของเสียทุกประเภทจะได้รับการรวบรวม คัดแยก และขนส่งไปจัดการบนฝั่ง ตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งสอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 โดยมีของเสียประเภทเดียวที่เกิดขึ้นแล้วจะถูกปล่อยลงสู่ทะเล คือ เศษอาหารจากห้องครัว และห้องรับประทานอาหาร ซึ่งเศษอาหารที่ทิ้งลงสู่ทะเลไม่มีองค์ประกอบที่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล และผ่านการบำบัดแล้วสามารถย่อยสลายได้ตามธรรมชาติ และเป็นอาหารให้แก่สัตว์น้ำ ดังนั้น ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลเป็นการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบบางส่วนและไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงกระบวนการหรือบทบาทในระบบนิเวศ</p> <p>ดังนั้น จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตรายน้ำจึงอยู่ในระดับต่ำ จะไม่เปลี่ยนแปลง หากหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการฯ ดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงาน ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และดำเนินการตามมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none">■ จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น<ul style="list-style-type: none">- การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ- การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน- การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท- การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง- การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย■ ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย■ ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
คุณภาพน้ำทะเล แพลงก์ตอน และ ลูกปลาวัยอ่อน (ต่อ)	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการขยะมูลฝอยและของเสียอันตราย (ต่อ)	✓	✓	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">■ ตรวจสอบสถานะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตราย และของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น■ จัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา■ กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด■ จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับกรดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจากการทำงาน	✓	✓	✓	<p>เสียง แสงสว่าง และความร้อน เป็นปัจจัยคุกคามทางสุขภาพที่สำคัญ ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่ออาชีวอนามัยและความปลอดภัยแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ปฏิบัติงานและลักษณะการทำงาน</p> <p>อย่างไรก็ตาม การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพในแต่ละด้านและการรับสัมผัส ได้พิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน และในท้ายที่สุดจะถูกกำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ รวมทั้งใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานต่อไป โดยจากการประเมินผลกระทบในรายละเอียด พบว่า ระดับนัยสำคัญของผลกระทบเมื่อปฏิบัติตามมาตรการฯ จะอยู่ในระดับต่ำถึงปานกลาง และกิจกรรมของโครงการฯ หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ยังคงมีลักษณะงานเช่นเดิมไม่มีการเปลี่ยนแปลง</p> <p>ดังนั้น จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบทางสุขภาพที่อาจเกิดขึ้นต่อพนักงานผู้ปฏิบัติงานจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพด้านต่างๆ จึงอยู่ในระดับต่ำ-ปานกลาง จะไม่เปลี่ยนแปลง หากหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้โครงการฯ ดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงาน ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และดำเนินการตามมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none">กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น<ul style="list-style-type: none">- จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขาอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน- จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน- จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย- จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่าย และ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม- จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดีกำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้องในประเด็นที่สำคัญ เช่น<ul style="list-style-type: none">- การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ- ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย- ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to Work หรือ PTW)- ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE)- การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS)- การจัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และบุคลากรทางการแพทย์- การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับกรดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน (ต่อ)	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจากการทำงาน (ต่อ)	✓	✓	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">■ ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดไว้ตามกฎหมายแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน เกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2549 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง■ จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎหมาย ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน■ ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน■ จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปี ซึ่งครอบคลุมการตรวจวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในทะเล■ จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม■ บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ■ จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ■ บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุ อาการ และวิธีการรักษา

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับกรดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้แล้วในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
การประเมินอันตรายร้ายแรงและผลกระทบจากเหตุการณ์ไม่ปกติ						
อันตรายร้ายแรงที่เกิดจากการรั่วไหลของปิโตรเลียม แล้วเกิดเพลิงไหม้/การระเบิดจากหลุมผลิต และอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต และแท่นผลิตของโครงการฯ	ระดับรังสีความร้อนและแรงอัดระเบิดที่อาจเกิดขึ้นอาจส่งผลกระทบต่อชีวิตและความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ ทรัพย์สินของโครงการฯ รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ ได้แก่ คุณภาพน้ำทะเล คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเล ในพื้นที่โครงการฯ และบริเวณใกล้เคียง	✓	✓	✓	<p>หากการเกิดระเบิดและอัคคีภัยจะไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมโดยตรงและส่งผลกระทบต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์อยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากพื้นที่ดำเนินโครงการฯ อยู่ห่างไกลจากชายฝั่งค่อนข้างมาก และหากเกิดขึ้นก็จะอยู่ในวงจำกัดโดยรอบบริเวณที่เกิดเหตุเท่านั้น ซึ่งอยู่ในทะเลและไม่มีชุมชนอยู่ในบริเวณใกล้เคียง ประกอบกับโครงการฯ จะจัดเตรียมเครื่องมือและอุปกรณ์ควบคุมอัคคีภัยในพื้นที่ปฏิบัติงาน และคาดว่าสภาพแวดล้อมจะสามารถฟื้นฟูกลับสู่สภาพเดิมได้เมื่อเวลาผ่านไป</p> <p>สำหรับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต พิจารณาระดับความรุนแรงอยู่ในระดับสูงมาก เนื่องจากหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิด อาจทำให้มีผู้ได้รับบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยรุนแรง และอาจร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต โดยความรุนแรงของผลกระทบจะขึ้นอยู่กับความรุนแรงของเหตุการณ์ จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนั้นในขณะเกิดเหตุ โดยเมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากรังสีความร้อน 37.5 kW/m² และ/ หรือ จากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อพนักงานมีโอกาสเสียชีวิต พบว่า ในกรณีที่เลวร้ายที่สุดจะมีครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมด ทั้งในกรณีที่เกิดเหตุบนแท่นผลิต แท่นหลุมผลิต และแท่นเจาะ</p> <p>ทั้งนี้ หากเกิดเหตุการณ์ขึ้นมีโอกาสมิฉะนั้นจะมีผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ได้รับผลกระทบร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต และเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นยากเนื่องจากโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดอัคคีภัยและการระเบิดในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้ง ใน 1,000 ปี นอกจากนี้ ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานมากกว่า 35 ปีของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ในอ่าวไทย ไม่เคยเกิดเหตุการณ์ดังกล่าว</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้น เพื่อใช้ในการวางแผน▪ การเจาะหลุมผลิต เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสี่ยงของการพลุ่ง▪ ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ▪ ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้ในที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันทั่วทั้งที่ และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียอยู่เสมอ▪ บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดีอยู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น▪ ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ▪ ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ▪ นำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้สำหรับการออกแบบโครงสร้างในทะเลเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตรายต่อพนักงาน สิ่งแวดล้อมและทรัพย์สิน ได้แก่ การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ การออกแบบโครงสร้าง การวางผังองค์ประกอบ การลดแหล่งกำเนิดของการรั่วไหล การจำแนกพื้นที่เพื่อควบคุมการติดไฟ การออกแบบระบบระบายอากาศ การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
การประเมินอันตรายร้ายแรงและผลกระทบจากเหตุการณ์ไม่ปกติ						
อันตรายร้ายแรงที่เกิดจากการรั่วไหลของปิโตรเลียม แล้วเกิดเพลิงไหม้/การระเบิดจากหลุมผลิต และอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต และแท่นผลิตของโครงการฯ (ต่อ)	ระดับรังสีความร้อนและแรงอัดระเบิดที่อาจเกิดขึ้นอาจส่งผลกระทบต่อชีวิตและความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ ทรัพย์สินของโครงการฯ รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ ได้แก่ คุณภาพน้ำทะเล คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเล ในพื้นที่โครงการฯ และบริเวณใกล้เคียง (ต่อ)	✓	✓	✓	จากข้อมูลข้างต้น จึงพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาจากรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดทุกเหตุการณ์จัดอยู่ในระดับปานกลาง ซึ่งต้องทบทวนมาตรการควบคุมหรือติดตามเพื่อป้องกันไม่ให้เกิดความเสี่ยงเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม โครงการฯ ได้กำหนดมาตรการสำหรับป้องกันและลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ และผนวกรวมไว้แล้วในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ และกิจกรรมของโครงการฯ หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ยังคงมีลักษณะงานเช่นเดิมไม่มีการเปลี่ยนแปลง ดังนั้น จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาจากรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดทุกเหตุการณ์จัดอยู่ในระดับปานกลาง จะไม่เปลี่ยนแปลง หากหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โครงการฯ ดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และดำเนินการตามมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด	<ul style="list-style-type: none">▪ จัดเตรียมระบบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ระบบตรวจสอบและลดความดัน ระบบเผาก๊าซ ระบบระบายน้ำและการป้องกันกรณีมีการรั่วไหล ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด ให้มีความเหมาะสมและเพียงพอ และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS▪ จัดให้มีระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น▪ จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุมเพลิงไหม้ในกรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด▪ ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งที่เกี่ยวข้องและไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิต ตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดอัคคีภัย▪ ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้อง เป็นต้น

ตารางที่ 4.1-3: ประเด็นผลกระทบที่การเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะและความรุนแรงของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมโครงการฯ และการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้	ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ			การประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการที่กำหนดไว้แล้วสำหรับการทำงานของโครงการฯ (ระบุไว้ในบทที่ 5)
		(1)	(2)	(3)		
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม						
การประเมินอันตรายร้ายแรงและผลกระทบจากเหตุการณ์ไม่ปกติ						
อันตรายร้ายแรงที่เกิดจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมแล้วเกิดเพลิงไหม้/การระเบิดจากหลุมผลิต และอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต และแท่นผลิตของโครงการฯ (ต่อ)	ระดับรังสีความร้อนและแรงอัดระเบิดที่อาจเกิดขึ้นอาจส่งผลกระทบต่อชีวิตและความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ ทรัพย์สินของโครงการฯ รวมถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในด้านต่างๆ ได้แก่ คุณภาพน้ำทะเล คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสิ่งมีชีวิตในน้ำทะเล ในพื้นที่โครงการฯ และบริเวณใกล้เคียง (ต่อ)	✓	✓	✓	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none">▪ จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่างจากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน▪ ห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยจัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่เหมาะสม▪ ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจการใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ

จากผลการกลั่นกรองประเด็นผลกระทบในตารางที่ 4.1-1 ซึ่งมีเหตุผลและรายละเอียดสนับสนุน ตารางที่ 4.1-2 และตารางที่ 4.1-3 ทำให้ทราบถึงประเด็นผลกระทบที่สำคัญ (Key issues) ที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมโครงการฯ หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ที่ควรพิจารณาในรายละเอียด เพื่อพิจารณาความเหมาะสมและความเพียงพอของมาตรการฯ รวมถึงความจำเป็นในการกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม ดังแสดงในตารางที่ 4.1-4

ตารางที่ 4.1-4: สรุปประเด็นหัวข้อที่จะทำการประเมินผลกระทบในรายละเอียด เพื่อเปรียบเทียบผลกระทบก่อนและหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ทั้งจากการดำเนินการตามแผนงานปกติ และจากกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ

ประเด็นหัวข้อที่ต้องทำการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในรายละเอียด		ระยะการดำเนินงานที่เกี่ยวข้อง		
		(1)	(2)	(3)
ระยะการดำเนินงานของโครงการฯ (1) ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (2) ระยะการเจาะหลุมผลิต (3) ระยะการผลิตปิโตรเลียม				
1. การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติ				
คุณภาพน้ำทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ	-	✓	-
ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ	-	✓	-
แพลงก์ตอน และ ลูกปลาวัยอ่อน	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลเนื่องจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ	-	✓	-
สัตว์หน้าดิน	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินเนื่องจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ	-	✓	-
2. การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ จากการดำเนินงานตามแผนงานปกติ				
การประมง	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการทำประมงจากการเตรียมพื้นที่ การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ การติดตั้งแท่นหลุมผลิต การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล และท่อเย็น และการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้ามาติดตั้งที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิต	✓	✓	✓
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการทำประมงจากการมีอยู่ของแท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะ และการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะ	✓	✓	✓
การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเตรียมพื้นที่ การขนส่งโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตจากฝั่งไปยังพื้นที่โครงการฯ การติดตั้งแท่นหลุมผลิต การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเลและท่อเย็น และการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้ามาติดตั้งที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิต	✓	✓	✓
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการมีอยู่ของแท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะ และการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิตและแท่นเจาะ	✓	✓	✓
3. การประเมินผลกระทบกรณีเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ				
เหตุการณ์ไม่ปกติ	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการหกรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะ	-	✓	-

หมายเหตุ : ✓ หมายถึง ระยะดำเนินการที่กิจกรรมนั้นๆ อาจส่งผลกระทบต่อแหล่งรับผลกระทบ
 - หมายถึง ไม่มีกิจกรรมที่เกี่ยวข้องในระยะนั้นๆ

4.2 การเปรียบเทียบผลกระทบจากกิจกรรมที่เปลี่ยนแปลง

จากการทบทวนข้อมูลการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ และการถ่วงปรองประเด็นผลกระทบที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่มีการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ในหัวข้อที่ 4.1 โครงการฯ ได้รวบรวมข้อมูลเพื่อนำมาศึกษาและประเมินผลกระทบด้านต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่เปลี่ยนแปลงเพื่อนำมาเปรียบเทียบกับผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานเดิมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ทั้งนี้ เพื่อพิจารณาความเหมาะสมและความเพียงพอของมาตรการฯ รวมถึงความจำเป็นในการกำหนดมาตรการฯ เพิ่มเติม โดยการเปรียบเทียบระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ และระดับนัยสำคัญของผลกระทบในแต่ละประเด็นสรุปได้ดังนี้

4.2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต

4.2.1.1 แหล่งกำเนิดผลกระทบ

กิจกรรมของโครงการฯ ที่จะเป็แหล่งกำเนิดของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจะอยู่ในระยะการเจาะหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป และการเจาะหลุมอัดกลับในระบบ CCS ตามแผนที่เปลี่ยนแปลง ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการฯ สรุปได้ดังนี้

- การเพิ่มแบบหลุมที่จะใช้ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ให้ครอบคลุมลักษณะของแหล่งกักเก็บทุกแบบ โดยจะมีขนาดของหลุมและท่อกรู แบ่งเป็น 3 แบบ (3 ช่วง 4 ช่วง และ 5 ช่วง) ซึ่งเพิ่มขึ้นจากแผนเดิมที่ระบุว่าจะออกแบบหลุมแบบ 4 ช่วงเท่านั้น อย่างไรก็ตาม หลุมแบบ 3 ช่วง และ 4 ช่วง จะเป็นหลุมที่มีโอกาสใช้ในการเจาะหลุมผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์มากที่สุด ในขณะที่หลุมแบบ 5 ช่วง จะมีโอกาสใช้สำหรับการเจาะน้อยมาก และจะใช้สำหรับการเจาะที่แท่นหลุมผลิตบางตำแหน่งเท่านั้น
- การเพิ่มจำนวนหลุมปิโตรเลียมที่แท่นหลุมผลิต 1 แท่น จากเดิมสูงสุด 16 หลุมต่อแท่น เป็นสูงสุด 24 หลุมต่อแท่น
- การเปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งข้อมูลในรายการของ HOCNF ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (หัวข้อที่ 2.6.2.2.(3))

ดังนั้น ในการประเมินผลกระทบจากกิจกรรมที่เปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ จึงพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง จำนวน 24 หลุม ที่แท่นหลุมผลิต 1 ตำแหน่ง ซึ่งสรุปวิธีการจัดการและปริมาณเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินของหลุมผลิต ได้ดังแสดงในตารางที่ 4.2-1

ตารางที่ 4.2-1: สรุปการจัดการและปริมาณเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินของหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง

ช่วงหลุม และของเหลวที่ใช้ในการเจาะ	การจัดการ (รายละเอียดแสดงในหัวข้อที่ 2.6.2.2.(3))	ปริมาณเศษหินจากการเจาะที่ปล่อยลงสู่ทะเล (ลบ.ม.)	โคลนที่ใช้ในการเจาะที่ระบายลงสู่ทะเล (ลบ.ม.)
ช่วงที่ 1 ▪ ใช้น้ำทะเล ▪ โคลนเจาะชนิด WBM	▪ เศษหินพร้อมน้ำทะเลและโคลนเจาะชนิด WBM จะไหลออกจากหลุมขึ้นสู่พื้นทะเล (เนื่องจากการเริ่มการเจาะที่ระดับพื้นทะเล และยังไม่มีการติดตั้งท่อกร)	51.67	400.00
ช่วงที่ 2 ▪ ใช้น้ำทะเล ▪ โคลนเจาะชนิด WBM	▪ เศษหินและน้ำทะเล หรือโคลนเจาะชนิด WBM จะไหลผ่านท่อกร ขึ้นมาบนแท่นเจาะ เข้าสู่เครื่องสั่นแยกของแข็ง เพื่อแยกเศษหิน ก่อนปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร	181.01	350.00
ช่วงที่ 3 ▪ ใช้โคลนเจาะชนิด SBM	▪ เศษหินและโคลนเจาะชนิด SBM จะถูกนำกลับขึ้นมาบนแท่นเจาะ เพื่อแยกโคลนเจาะชนิด SBM ออกจากเศษหินที่ระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะ	44.82	67.38
ช่วงที่ 4 ▪ ใช้โคลนเจาะชนิด SBM	▪ เศษหินที่แยกได้จากระบบควบคุมของแข็งจะถูกปล่อยลงสู่ทะเลผ่านทางท่อที่ระดับต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร ▪ โคลนเจาะชนิด SBM ที่แยกได้จากระบบควบคุมของแข็ง จะถูกนำไปปรับสภาพเพื่อหมุนเวียนกลับไปใช้ในการเจาะ โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเลโดยตรง	27.44	66.77
ปริมาณเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะ 1 หลุม		304.9 ลบ.ม. ต่อหลุม	
ปริมาณโคลนชนิด SBM ที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะ 1 หลุม		134.15 ลบ.ม. ต่อหลุม	
ปริมาณเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะสูงสุด 16 หลุม (ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว)		4,817.6 ลบ.ม. ต่อหลุม	
ปริมาณโคลนชนิด SBM ที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะสูงสุด 16 หลุม (ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว)		2,206.9 ลบ.ม. ต่อแท่น	
ปริมาณเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะ 24 หลุม (หลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้)		7,317.6 ลบ.ม. ต่อหลุม	
ปริมาณโคลนชนิด SBM ที่ปล่อยลงสู่ทะเลจากการเจาะ 24 หลุม (หลังการเปลี่ยนแปลงครั้งนี้)		3,219.6 ลบ.ม. ต่อแท่น	

หมายเหตุ โคลนเจาะชนิด WBM หรือ Water Based Mud เป็นโคลนเจาะชนิดที่มีน้ำเป็นองค์ประกอบหลัก

โคลนเจาะชนิด SBM หรือ Synthetic Based Mud เป็นโคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก

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

ทั้งนี้ ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ทั้งชนิด WBM และ SBM ถูกพิจารณาจัดเป็นกลุ่มที่มีความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ เนื่องจากมีคุณสมบัติดังนี้

- แบไรท์ หรือแบเรียมซัลเฟต (BaSO_4) ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญของของเหลวที่ใช้ในการเจาะซึ่งเป็นสารที่มีความเสถียรมากและละลายน้ำได้น้อยมาก โดยจะถูกพัดพาไปตามกระแสน้ำทะเลแล้วตกลงสู่พื้นท้องทะเลในที่สุด ซึ่งจะมีปริมาณลดลงเท่ากับระดับตามธรรมชาติในน้ำทะเลที่ระยะห่างประมาณ 100-300 เมตร จากจุดปล่อย (APPEA, 1994) และแบไรท์สามารถตรวจพบได้น้อยมากที่ระยะห่างจากจุดปล่อยมากกว่า 500-1,000 เมตร (Boesch and Rabalais, 1987)
- โคลนชนิด WBM ที่ใช้ในการเจาะหลุมช่วงที่ 1 และช่วงที่ 2 มีองค์ประกอบหลักคือน้ำ และสารเติมแต่งที่ใช้ทั้งหมดเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (กลุ่ม E หรือ Gold ตามข้อกำหนดใน Harmonised Offshore Chemical Notification Format (HOCNF) ดังแสดงรายละเอียดไว้ในหัวข้อที่ 2.6.2.2.(3) โดยได้มีงานวิจัยซึ่งได้รับการยอมรับอย่างแพร่หลายในอุตสาหกรรมการผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งองค์การจัดการทรัพยากรแร่ของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Mineral Management Service หรือ U.S. MMS) ซึ่งเป็นองค์กรที่รับผิดชอบ

ด้านการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่สัมปทานทั้งบนบกและนอกชายฝั่ง นอกจากนี้ยังได้รับการยอมรับจากองค์การพิทักษ์สิ่งแวดล้อมแห่งประเทศสหรัฐอเมริกา (United States Environmental Protection Agency หรือ US EPA) ให้ใช้ในการเจาะ และข้อมูลดังกล่าวได้รับการรับรองจากโครงการสิ่งแวดล้อมแห่งสหประชาชาติ (United Nations Environment Program หรือ UNEP)

- Saraline 185V ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะชนิด SBM เป็นสารที่ไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม ตามระบบการจำแนกประเภท GHS⁽¹⁾ นอกจากนี้ ยังสามารถย่อยสลายทางชีวภาพได้ง่าย (Readily Biodegradable) ตามเกณฑ์ของ OECD⁽²⁾ 306 และไม่สะสมในสิ่งมีชีวิต (Non-bioaccumulate) รวมทั้งถูกจัดให้อยู่ในกลุ่ม E (ความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมต่ำที่สุด) ตามเกณฑ์ของ OCNS⁽³⁾ ดังแสดงในเอกสารความปลอดภัยสารเคมีในภาคผนวกที่ 2.6-1
- ผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลันต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนที่ใช้ในการเจาะของโครงการฯ พบว่า สารเคมีส่วนใหญ่ที่มีผลการทดสอบหาค่า LC₅₀ และ/หรือ EC₅₀ อยู่ในกลุ่มที่ไม่จัดว่าเป็นอันตรายต่อสิ่งมีชีวิตในน้ำโดยมีค่าสูงกว่า 100 มิลลิกรัมต่อลิตร (หัวข้อที่ 2.6.2.2.(3))
- ผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลัน (Acute toxicity test) ของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ที่ผ่านมา ซึ่งเป็นชนิดเดียวกับที่ใช้ในปัจจุบัน และจะใช้สำหรับการเจาะหลุมผลิตตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป โดยเก็บตัวอย่างจากการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต AWP39 และ AWP41 ในปี พ.ศ. 2565 และทดสอบกับลูกกุ้งกุลาดำ (*Penaeus monodon*) ที่มีอายุ 15 วัน หลังจากเข้าสู่ระยะ Post larva (P15) พบว่า ค่า LC₅₀-96 ชั่วโมง ของโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่ามากกว่า 1,000,000 มิลลิกรัมต่อลิตร ดังนั้น จึงพิจารณาได้ว่าโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่าอยู่ในช่วงที่จัดว่าอยู่ในกลุ่มที่ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์กำหนดประเภทความเป็นพิษของของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ ดังแสดงในหัวข้อที่ 2.6.2.2.(3)

(1) GHS คือ การจำแนกประเภทและการติดฉลากสารเคมีที่เป็นระบบเดียวกันทั่วโลก (Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals)

(2) OECD 306 คือการทดสอบความสามารถในการละลายในน้ำทะเลของหรือองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา หรือ Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)

(3) OCNS (Offshore Chemical Notification Scheme) ซึ่งจัดทำโดย Centre for Environment, Fisheries, and Aquaculture Science (CEFAS) แห่งสหราชอาณาจักร

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

บทที่ 4

โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ธันวาคม 2566

นอกจากนี้ ในการดำเนินกิจกรรมการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ จะดำเนินการตามมาตรการป้องกัน และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว ซึ่งจะโดยผนวกไว้ใน**บทที่ 5** เพื่อใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการดำเนินโครงการฯ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- จัดการเศษหินและโคลนช่วยเจาะ ให้สอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนด มาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) หรือ ฉบับล่าสุด โดยพิจารณาเศษหินและโคลนช่วยเจาะเป็นของเสียที่สามารถจัดการในพื้นที่สถาน ประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ ตามวิธีการที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- ใช้วิธีการเจาะแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะ และปริมาณเศษหินที่ ปล่อยลงทะเล
- พิจารณาเลือกใช้โคลนเจาะที่มีความเป็นพิษต่ำ
- แท่นเจาะที่ใช้จะต้องมีระบบควบคุมของแข็ง เพื่อแยกโคลนเจาะออกจากเศษหินให้ได้มากที่สุด ก่อนระบายลงสู่ทะเล และหมุนเวียนโคลนเจาะไปใช้ใหม่ และตรวจสอบให้ใช้งานได้อยู่เสมอ
- หลังติดตั้งท่อกรุแล้ว ให้ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน ผ่านท่อที่อยู่ ระดับความลึกต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร
- การเจาะหลุมในช่วงที่ใช้โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (SBM) จะต้อง ควบคุมปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะซึ่งจะระบายลงสู่ทะเล ให้มีค่าเฉลี่ย ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหิน โดยไม่มีการระบายทิ้งโคลนเจาะลงสู่ทะเลโดยตรง

4.2.1.2 แหล่งรับผลกระทบ

การระบายเศษหินและของเหลวหรือโคลนเจาะของโครงการฯ อาจทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของ สิ่งแวดล้อมในทะเล ได้แก่

คุณภาพน้ำทะเลบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ ในสภาพปัจจุบันทั้งบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของ โครงการฯ และบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ดำเนินงานอยู่แล้วในปัจจุบัน มีค่าเป็นไปตามเกณฑ์ มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ) ดังรายละเอียดแสดง ในหัวข้อที่ 3.2.4

ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ ในสภาพปัจจุบันทั้ง บริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ และบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ดำเนินงานอยู่แล้วใน ปัจจุบัน ดังรายละเอียดในหัวข้อที่ 3.2.5 สรุปผลได้ดังนี้

- ลักษณะทางกายภาพ ลักษณะพื้นที่ท้องทะเลบริเวณอ่าวไทยจะเปลี่ยนแปลงไปตามช่วงฤดูกาล โดยดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเลบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ ที่ได้จากการเก็บตัวอย่างพบว่ามีสัดส่วน ของตะกอน (Silt) เป็นองค์ประกอบหลัก
- ปริมาณปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนส่วนใหญ่มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจ วิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ โดยจากการทบทวนข้อมูลการติดตามตรวจสอบผลกระทบในพื้นที่ โครงการอาทิตย์ที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน พบว่า บางสถานีพบค่าปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน สูงกว่าที่สถานีอ้างอิง

- ปริมาณสารหนู แคดเมียม โครเมียมรวม ทองแดง ตะกั่ว และสังกะสี พบว่า มีค่าสอดคล้องตามเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 ทั้งในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ และบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ดำเนินงานอยู่แล้วในปัจจุบัน
- ปริมาณนิเกิล ซึ่งไม่มีเกณฑ์กำหนดในหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ดังนั้นจึงพิจารณาเปรียบเทียบกับเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) พบว่า ยังคงต่ำกว่าค่า ERM ทั้งในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ และบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ดำเนินงานอยู่แล้วในปัจจุบัน
- ปริมาณแบเรียม ซึ่งไม่มีเกณฑ์กำหนดในหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล และเกณฑ์ที่กำหนดไว้ในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเลและชายฝั่ง (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) อย่างไรก็ตาม จากการทบทวนข้อมูลการติดตามตรวจสอบผลกระทบในพื้นที่โครงการอาทิตย์ที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน พบว่า ค่าแบเรียมบริเวณแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันสูงกว่าค่าที่สถานีอ้างอิงที่อยู่นอกพื้นที่โครงการฯ ซึ่งจะลดลงตามระยะทางที่ห่างจากแท่นหลุมผลิตออกไป
- โปรทรวม พบว่า ในบริเวณที่ยังไม่มีกิจกรรมของโครงการฯ มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานได้จากการตรวจวิเคราะห์ในห้องปฏิบัติการ และจากการทบทวนข้อมูลการติดตามตรวจสอบผลกระทบในพื้นที่โครงการอาทิตย์ที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน พบว่า ส่วนใหญ่มีค่าสอดคล้องตามเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 ยกเว้น ที่สถานีที่ระยะห่าง 100 เมตร และ 500 เมตร จากแท่นผลิตอาทิตย์ พบค่าสูงเกินเกณฑ์ที่กำหนด โดยพบว่าที่ระยะห่างออกไป คือที่ระยะ 1,000 เมตร มีค่าอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนด

แพลงก์ตอน และสัตว์น้ำวัยอ่อนที่พบบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ เป็นชนิดที่พบกระจายอยู่ทั่วไปในอ่าวไทย และยังมีหลากหลายและความชุกชุมอยู่ในระดับปกติ รวมทั้งผลจากการศึกษาข้อมูลจากงานวิจัยและการศึกษาของหน่วยงานอื่นๆ พบว่า บริเวณพื้นที่โครงการฯ ไม่ใช่พื้นที่อ่อนไหวและคุ้มครองสิ่งแวดล้อม รวมทั้งไม่เป็นแหล่งที่อยู่อาศัยของสัตว์ทะเลหายากและใกล้สูญพันธุ์ โดยพื้นที่อ่อนไหวและพื้นที่ที่มีความสำคัญทางนิเวศวิทยาที่อยู่ใกล้พื้นที่โครงการฯ มากที่สุด คือ เกาะโลซิน ซึ่งอยู่ห่างจากตำแหน่งที่ตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ประมาณ 97 กิโลเมตร ดังแสดงรายละเอียดใน **หัวข้อที่ 3.3**

สัตว์หน้าดินที่พบบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ ส่วนใหญ่ คือ สัตว์หน้าดินในไฟลัม Annelida (หนอนมีข้อปล้อง ไส้เดือนทะเล) และไฟลัม Arthropoda (สัตว์ที่มีข้อปล้อง) ซึ่งเป็นชนิดที่พบกระจายอยู่ทั่วไปในอ่าวไทย และยังมีหลากหลายและความชุกชุมอยู่ในระดับปกติ ดังแสดงข้อมูลใน**หัวข้อที่ 3.3.4**

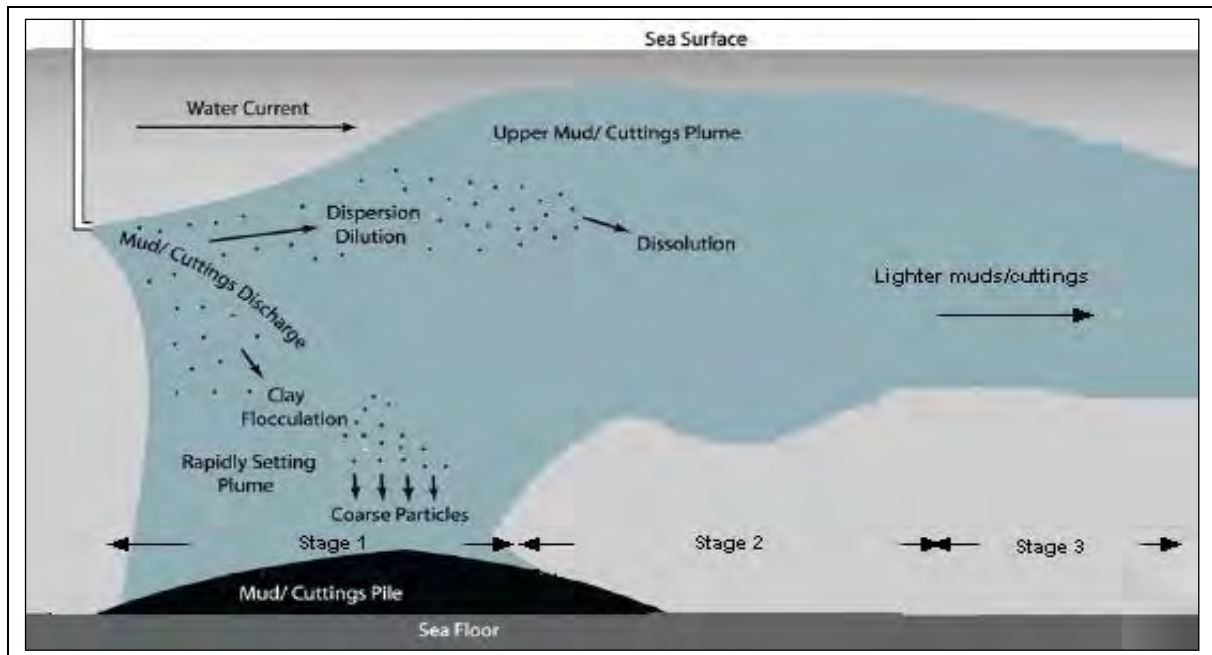
4.2.1.3 การคาดการณ์ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล

ความขุ่นของน้ำทะเลที่เพิ่มขึ้น

เศษหินที่เกิดจากการเจาะจะมีลักษณะเป็นของแข็งอนุภาคขนาดเล็ก โดยส่วนที่เป็นอนุภาคขนาดใหญ่กว่าจะมีความเร็วในการตกตะกอนมากกว่าอนุภาคขนาดเล็กกว่า (Dryer, 1986 อ้างถึงใน RPS, 2020) โดยเมื่อปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหินลงสู่ทะเลจะแยกออกเป็นพุ่มชั้นล่างและพุ่มชั้นบน (รูปที่ 4.2-1) โดยเศษหินส่วนใหญ่และโคลนที่ใช้ในการเจาะ ซึ่งมีน้ำหนักมากจะเป็นส่วนประกอบของพุ่มชั้นล่าง ส่วนพุ่มชั้นบนจะประกอบด้วยส่วนที่เป็นของเหลว อนุภาคของทราย และดินเหนียวขนาดเล็ก ซึ่งแยกออกจากพุ่มชั้นล่างเนื่องจากความแปรปรวนของกระแสน้ำ พุ่มชั้นล่างจะจมตัวลงอย่างรวดเร็วสู่พื้นท้องทะเลภายในระยะทางไม่เกินไกลจากตำแหน่งหลุมเจาะหรือแพร่กระจายไปตามกระแสน้ำในบริเวณนั้น ในทางกลับกันพุ่มชั้นบนมีแนวโน้มว่าจะแขวนลอยอยู่ในน้ำทะเล ซึ่งสามารถสังเกตเห็นได้ที่ผิวน้ำทะเลหรือใกล้ผิวน้ำทะเลในระหว่างการเจาะ ซึ่งมักจะแพร่กระจายไปทั้งทางแนวราบและแนวตั้งตามทิศทางของกระแสหลัก โดยทั่วไปพุ่มชั้นบนจะมีส่วนที่เป็นของแข็งอยู่ประมาณร้อยละ 10 ของของแข็งที่ปล่อยออกมาทั้งหมด (Ayers et al., 1980a, Ayers et al., 1980b, Brandsma et al., 1980 และ NRC, 1983) และจะมีการกระจายตัวและลดความเข้มข้นลงอย่างรวดเร็ว (ระยะเวลาน้อยกว่า 1 ชั่วโมงหลังจากการปล่อย) ภายในระยะทาง 1,000-2,000 เมตร จากจุดปล่อย เนื่องจากการพัดพาของน้ำทะเล และคาดว่าปริมาณความเข้มข้นของของแข็งส่วนที่อยู่ในพุ่มชั้นบนจะลดลงอย่างรวดเร็ว โดยมีรายงานการศึกษา พบว่า ความเข้มข้นของพุ่มจะลดลง 10,000 เท่า เมื่อถูกพัดพาเป็นระยะทาง 100 เมตร (Houghton et al., 1980b และ APPEA, 1994) และความเข้มข้นจะลดลงไปเท่ากับความเข้มข้นของน้ำทะเลที่อยู่โดยรอบ (พิจารณาจากปริมาณของแข็งแขวนลอยและความโปร่งแสง) ภายในระยะทาง 350-1,500 เมตร จากจุดปล่อย (NRC, 1983 และ UNEP, 1985) ทั้งนี้ พุ่มของตะกอนแขวนลอยจะมีลักษณะเป็นพุ่มแคบๆ ไปตามทิศทางของกระแสน้ำ โดยอาจเห็นความยาวได้ถึง 1,500 เมตร ขึ้นอยู่กับความเร็วของกระแสน้ำ และมีความกว้างของพุ่มน้อยกว่า 50 เมตร ความขุ่นของน้ำทะเลที่อยู่ใต้พุ่มจะมีค่าใกล้เคียงกับระดับปกติตามธรรมชาติ (Houghton et al., 1980a และ APPEA, 1994) ดังนั้น พื้นที่ การกระจายตัวของพุ่มจึงคาดว่าจะครอบคลุมพื้นที่ ประมาณ 0.075 ตารางกิโลเมตร (ยาว 1,500 เมตร และกว้าง 50 เมตร)

รูปที่ 4.2-1: รูปแบบทั่วไปของการเคลื่อนที่และการแพร่กระจายของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน



หมายเหตุ : ขนาดและระยะไม่เป็นไปตามมาตราส่วนจริง
ที่มา: Neff (2005) อ้างอิงใน RPS (2020)

นอกจากนี้ ผลจากการศึกษาระยะเวลาการจมตัวของเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินจากการเจาะ (RPS, 2020) พบว่า ช่วงที่มีการระบายเศษหินจากการเจาะหลุมช่วงที่ 1 ที่ระดับเหนือพื้นท้องทะเล อนุภาคของเศษหินส่วนใหญ่จะจมตัวสู่พื้นท้องทะเลอย่างรวดเร็วภายในระยะทางประมาณ 100 เมตร จากจุดปล่อย และในช่วงที่มีการระบายเศษหินและโคลนที่ติดกับเศษหินจากการเจาะ หลุมช่วงที่ 2-5 ที่ระดับใกล้ผิวน้ำทะเล อนุภาคส่วนใหญ่ (ประมาณร้อยละ 90) จะจมตัวลงสู่พื้นท้องทะเลภายในระยะเวลาประมาณ 1.5 วัน โดยมีอนุภาคขนาดเล็กแขวนลอยอยู่ในน้ำทะเลเป็นระยะเวลาหนึ่งก่อนจมตัวลงสู่พื้นท้องทะเล โดยคาดการณ์ว่าอนุภาคของเศษหินและโคลนที่ติดกับเศษหินจากการเจาะเกือบทั้งหมดจะสามารถจมตัวภายในระยะเวลาประมาณ 12.5 วัน (Neff, 2005) อ้างอิงใน RPS, 2020)

การปนเปื้อนของสารเคมีในน้ำทะเล

เศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ปล่อยลงสู่ทะเล นอกจากจะส่งผลกระทบในด้านความขุ่นของน้ำทะเลบริเวณจุดปล่อยและใกล้เคียง ดังแสดงรายละเอียดในประเด็นข้างต้นแล้ว ยังอาจมีผลกระทบต่อคุณภาพของน้ำทะเลหากของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะมีองค์ประกอบของสารเคมีที่มีความเป็นอันตราย อย่างไรก็ตาม ของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ถูกพิจารณาจัดเป็นกลุ่มที่มีความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ เนื่องจากมีคุณสมบัติดังแสดงในหัวข้อที่ 4.2.1.1

นอกจากนี้ ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเลที่อาจเกิดขึ้นเป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่มีการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน ซึ่งจะใช้เวลาประมาณ 8.5 วันต่อการเจาะหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง 1 หลุม โดยมีการปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินในช่วงเวลาดังกล่าวจะเป็นการปล่อยแบบไม่ต่อเนื่อง และขอบเขตของผลกระทบจะมีขอบเขตจำกัดภายในระยะทาง 350-1,500 เมตร จากจุดปล่อย (NRC, 1983 และ UNEP, 1985)

จากข้อมูลข้างต้นจึงคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเลของโครงการฯ อยู่ในระดับปานกลาง

ข. ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ

เนื่องจากตำแหน่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมทั้งหมดของโครงการอาทิตย์อยู่นอกชายฝั่งทะเลในอ่าวไทย ซึ่งไม่ได้อยู่ในพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อมที่ประกาศโดยกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม มีคุณภาพน้ำทะเลสอดคล้องตามเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพน้ำทะเลประเภทที่ 1 (คุณภาพน้ำทะเลเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ) มีคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลอยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล พ.ศ. 2558 ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และเกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางการจัดการคุณภาพตะกอนพื้นทะเลและชายฝั่ง (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) นอกจากนี้ จากการทบทวนข้อมูลการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมรอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ไม่พบแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงอย่างชัดเจนในระยะหลังเริ่มดำเนินการเจาะหลุมผลิต จึงพิจารณาได้ว่าคุณภาพน้ำทะเลจะสามารถฟื้นฟู และ/หรือคืนสภาพเดิมได้ ดังนั้น จึงพิจารณาระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล

ผลจากการคาดการณ์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ข้างต้น พบว่า ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ มีระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อยู่ในระดับปานกลาง และมีระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ จึงพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการอาทิตย์หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในระดับต่ำ เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว หากดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

4.2.1.4 การคาดการณ์ผลกระทบต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล

จากการพิจารณาข้อมูลจากการติดตามตรวจสอบผลกระทบที่แหล่งกำเนิด และการติดตามตรวจสอบในสิ่งแวดล้อมหรือแหล่งรับผลกระทบ เพื่อคาดการณ์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น สามารถสรุปได้ดังนี้

การติดตามตรวจสอบผลกระทบที่แหล่งกำเนิด จากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย ซึ่งมีขั้นตอนการเจาะและการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะสอดคล้องตามมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการฯ พบว่า การเก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะ ก่อนที่จะปล่อยลงสู่ทะเลหลังจากผ่านระบบควบคุมของแข็งบนแท่นเจาะแล้ว เพื่อตรวจวิเคราะห์ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะในเศษหินจากการเจาะ โดยนำมาสกัดด้วยวิธี Waste extraction test และวิธี Leaching test ก่อนใช้วิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่า Total Threshold Limit Concentration (TTLIC) และ Soluble Threshold Limit Concentration (STLC) ซึ่งเป็นค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 จากการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิต AWP39 ซึ่งอยู่ในพื้นที่โครงการ

อาทิตย์และมีการออกแบบหลุมและใช้โคลนที่ใช้ในการเจาะชนิดเดียวกับของโครงการฯ พบว่า ปริมาณโลหะทุกดัชนีที่ตรวจวิเคราะห์มีค่าต่ำกว่าค่า TTLC และ STLC จึงไม่จัดเป็นของเสียอันตรายดังแสดงในหัวข้อที่ 2.6.2.2.(3)

การติดตามตรวจสอบในสิ่งแวดล้อมหรือแหล่งรับผลกระทบ จากรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย พบว่า การวิเคราะห์คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากสถานีรอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP8 และ AWP29 พบว่า ปริมาณโลหะที่มีค่ามาตรฐานกำหนดในเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ตามประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 (มาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล) ได้แก่ สารหนู แคดเมียม โครเมียมรวม ทองแดง ตะกั่ว สังกะสี โปรทรวม ทั้งหมดมีค่าเป็นไปตามเกณฑ์ที่กำหนดในมาตรฐานคุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล (หัวข้อที่ 3.2.5.4)

นอกจากนี้ เพื่อให้สามารถคาดการณ์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะดินตะกอนพื้นท้องทะเลในรายงานฉบับนี้ โครงการฯ จึงได้ทบทวนข้อมูลผลการศึกษาดูแบบจำลอง “MUDMAP” เพื่อประเมินการแพร่กระจายของโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ปล่อยลงสู่ทะเล จากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท. สผ. อีดี, 2563) ซึ่งมีการศึกษาผลกระทบจากการเจาะหลุมผลิตที่ออกแบบหลุมเป็น 4 ช่วง จำนวน 24 หลุมต่อแท่นหลุมผลิต ซึ่งจะทำให้มีปริมาณเศษหินและโคลนจากการเจาะใกล้เคียงกัน และใช้โคลนเจาะชนิดเดียวกับที่โครงการอาทิตย์จะใช้สำหรับการดำเนินงานหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ซึ่งผลจากการทบทวนพบว่า การระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินมีลักษณะการแพร่กระจาย ดังนี้

เมื่อพิจารณารวมผลการศึกษากการปล่อยเศษหินที่บริเวณพื้นท้องทะเล (จากการเจาะในช่วงหลุมระดับบน) กับการปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินที่ระดับใกล้ผิวน้ำทะเล (จากการเจาะในช่วงหลุมระดับกลางและระดับล่าง) ณ ตำแหน่งแท่นหลุมผลิต โดยจำแนกเป็นรายเดือน เมื่อพิจารณาองค์ประกอบที่มีความหนาแน่นมากกว่า 1 มิลลิเมตร พบว่า ระยะทางไกลสุดจากจุดปล่อย มีระยะทางไกลสุดจากจุดปล่อยในแต่ละเดือนอยู่ในช่วงตั้งแต่ 3.7 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมผลิตในเดือนกันยายน) ถึง 4.6 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมผลิตในเดือนกุมภาพันธ์และพฤศจิกายน) ดังแสดงในตารางที่ 4.2-2 โดยเศษหินส่วนใหญ่จะตกอยู่ใกล้กับตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ซึ่งองค์ประกอบที่มีความหนาแน่นมากกว่า 10 มิลลิเมตร จะมีระยะทางปกคลุมอยู่ในช่วง 1.0-1.5 กิโลเมตร

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้ที่สุด (เกาะโลซิน) ของพื้นที่โครงการอาทิตย์และตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่ใกล้ที่สุด ซึ่งมีระยะห่างกันประมาณ 100 กิโลเมตร พบว่า จะมีระยะทางของการแพร่กระจายและการตกจม ห่างจากเกาะโลซินซึ่งเป็นพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้ที่สุดประมาณ 95.4 กิโลเมตร (กรณีเริ่มเจาะหลุมผลิตในเดือนกุมภาพันธ์และพฤศจิกายน)

ตารางที่ 4.2-2: ผลการคาดการณ์ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด และระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้ที่สุดของ กองเศษหิน โดยจำแนกกรณีเริ่มการเจาะในแต่ละเดือน

กรณีเริ่มการเจาะในเดือน	ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด (เมื่อพิจารณาจากตะกอน ที่มีความหนามากกว่า 1 มิลลิเมตร)	ระยะทางปกคลุมที่ไกลที่สุด (เมื่อพิจารณาจากตะกอน ที่มีความหนามากกว่า 10 มิลลิเมตร)	ระยะห่างจากพื้นที่อ่อนไหว ที่อยู่ใกล้ที่สุด (เกาะโลซิน)
	(กิโลเมตร)	(กิโลเมตร)	(กิโลเมตร)
มกราคม	4.4	1.2	95.6
กุมภาพันธ์	4.6	1.3	95.4
มีนาคม	4.2	1.5	95.8
เมษายน	4.1	1.1	95.9
พฤษภาคม	4.0	1.0	96.0
มิถุนายน	3.8	1.0	96.2
กรกฎาคม	4.1	1.1	95.9
สิงหาคม	3.8	1.0	96.2
กันยายน	3.7	1.0	96.3
ตุลาคม	3.8	1.0	96.2
พฤศจิกายน	4.6	1.2	95.4
ธันวาคม	4.4	1.3	95.6
ต่ำสุด	3.7	1.0	96.3
สูงสุด	4.6	1.5	95.4

ที่มา: RPS (2020)

จากข้อมูลดังกล่าวข้างต้นจึงสามารถคาดการณ์ได้ว่าระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อ ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเลของโครงการฯ อยู่ในระดับปานกลาง เนื่องจากเมื่อพิจารณาข้อมูลขอบเขตการฟุ้งกระจายของตะกอน และความเป็นพิษของ ของเหลวที่ใช้ในการเจาะหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ พบว่า มีผลกระทบต่อทั้งลักษณะและ คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล แต่จะเป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นในบริเวณจำกัดอยู่ในระยะห่างจากจุดปล่อยไกลสุด 4.6 กิโลเมตร โดยไม่ครอบคลุมถึงแหล่งรับผลกระทบที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้กับพื้นที่โครงการฯ มากที่สุด อย่างไรก็ตาม การปล่อยเศษหินและโคลนที่ใช้ในการเจาะลงทะเล จะมีผลกระทบต่อดินตะกอนพื้นท้องทะเลบริเวณรอบตำแหน่ง ที่ตั้งแท่นหลุมผลิตตั้งแต่ในช่วงที่มีการเจาะ โดยอาจคงอยู่หลังจากกิจกรรมเสร็จสิ้นไประยะหนึ่ง

ข. ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ

พิจารณาระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากสภาพพื้นท้องทะเล ในอ่าวไทยมีการเปลี่ยนแปลงไปตามกระแสน้ำและกระแสนลมในฤดูต่างๆ เป็นปกติอยู่แล้ว นอกจากนี้ พบว่าสภาพ ปัจจุบันของพื้นที่โครงการส่วนใหญ่มีคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลส่วนใหญ่อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศ กรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล พ.ศ. 2558 ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และเกณฑ์ที่กำหนดในร่างแนวทางคุณภาพตะกอนพื้นทะเลและชายฝั่ง (กรมควบคุมมลพิษ, 2549) ดังรายละเอียด ในหัวข้อที่ 3.2.5

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเล

ผลจากการคาดการณ์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. พบว่า ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ มีระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อยู่ในระดับปานกลาง และมีระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ จึงพิจารณาว่าผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะและคุณภาพของดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ ภายหลังจากการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในระดับต่ำ ไม่เกินกว่าที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว หากดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

4.2.1.5 การคาดการณ์ผลกระทบต่อเนื่องต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเล

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อเนื่องต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเล

จากข้อมูลการคาดการณ์ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเลข้างต้น ซึ่งคาดการณ์ได้ว่าการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินของโครงการฯ จะก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลในระดับปานกลาง เนื่องจากอาจส่งผลให้ปริมาณของแข็งแขวนลอย/ความขุ่นเพิ่มขึ้นทางด้านท้ายน้ำของจุดปล่อย แต่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นในช่วงสั้นๆ และมีขอบเขตจำกัด ทั้งนี้ การเพิ่มขึ้นของของแข็งแขวนลอยและความขุ่นตามทิศทางการแพร่กระจายของเศษหินที่ปนเปื้อนโคลนจากการเจาะที่ปล่อยสู่ทะเล จะทำให้ระดับแสงที่ส่องผ่านลงมาในน้ำลดลง ซึ่งจะส่งผลให้แพลงก์ตอนพืชที่อยู่บริเวณโดยรอบ ตามทิศทางการกระจายตัวของพืชมืดอัตราการสังเคราะห์แสงลดลง แต่สำหรับปลาจะสามารถหลบเลี่ยงพืชมืดของตะกอนแขวนลอยได้ในทุกระดับความลึกของน้ำทะเล ส่วนไข่ปลาและปลาวัยอ่อน รวมถึงสัตว์น้ำวัยอ่อนชนิดอื่น ในระยะแรกจะถูกพัดพาโดยกระแสน้ำ และจะสัมผัสกับพืชมืดในช่วงเวลาสั้นๆ เมื่อถูกพัดเข้าใกล้จุดปล่อยภายในระยะ 350-1,500 เมตร (NRC, 1983 และ UNEP, 1985) อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาพื้นที่การกระจายตัวของพืชมืดซึ่งอยู่ที่ประมาณ 0.075 ตารางกิโลเมตร (ยาว 1,500 เมตร กว้าง 50 เมตร) โอกาสที่ไข่ปลาและปลาวัยอ่อน รวมถึงสัตว์น้ำวัยอ่อนชนิดอื่นจะสัมผัสกับพืชมืดจึงมีน้อยมาก เมื่อเปรียบเทียบกับบริเวณพื้นที่วางไข่ของปลาและสัตว์น้ำเศรษฐกิจทั้งหมดในบริเวณอ่าวไทย

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลัน (Acute toxicity test) ของโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตในพื้นที่โครงการอาทิตย์ในปี พ.ศ. 2565 ทั้งชนิด WBM และ SBM ซึ่งเป็นชนิดเดียวกับที่จะใช้สำหรับการเจาะหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ พบว่า ค่า LC₅₀-96 ชั่วโมง ต่อลูกกุ้งกุลาดำ ของโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่ามากกว่า 1,000,000 มิลลิกรัมต่อลิตร ดังนั้น จึงพิจารณาได้ว่าโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่าอยู่ในช่วงที่จัดว่าอยู่ในกลุ่มที่ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์กำหนดประเภทความเป็นพิษของของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ รายละเอียดของวิธีการศึกษาแสดงใน ภาคผนวกที่ 2.6-2

ทั้งนี้ การเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลที่อาจเกิดขึ้นและอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลเป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นเฉพาะในช่วงที่มีการระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหิน ซึ่งจะใช้เวลาประมาณ 8.5 วันต่อการเจาะหลุมผลิตแบบ 4 ช่วง 1 หลุม โดยมีการปล่อยเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดกับเศษหินในช่วงเวลาดังกล่าวจะเป็นการปล่อยแบบไม่ต่อเนื่อง และขอบเขตของผลกระทบจะมีขอบเขตจำกัด

จากข้อมูลข้างต้น จึงคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลเนื่องจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเลของโครงการฯ อยู่ในระดับปานกลาง

ข. ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ

แพลงก์ตอนและสัตว์น้ำวัยอ่อนบริเวณพื้นที่โครงการฯ มีความชุกชุมอยู่ในระดับปกติ รวมทั้งเป็นชนิดที่พบกระจายอยู่ทั่วไปในอ่าวไทย มีความหลากหลายและความชุกชุมใกล้เคียงกับพื้นที่โดยรอบ และอยู่ในระดับปกติ ดังนั้น จึงพิจารณาความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเล

ผลจากการคาดการณ์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ข้างต้น พบว่า ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ มีระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อยู่ในระดับปานกลาง และมีระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ จึงพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในระดับต่ำ เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว หากดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

4.2.1.6 การคาดการณ์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดิน

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อชุมชนสัตว์หน้าดิน

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเล อาจก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของชุมชนสัตว์หน้าดินบางส่วน โดยพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากทั้งการก่อกองทับถมของเศษหินจากการเจาะ และผลกระทบจากการปนเปื้อนจากโคลนที่ใช้ในการเจาะ สรุปได้ดังนี้

การตกตะกอนของโคลนที่ใช้ในการเจาะและเศษหินจากการเจาะที่ระบายลงสู่ทะเล ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะของดินตะกอนพื้นท้องทะเลซึ่งเป็นแหล่งอาศัยของสัตว์หน้าดิน ทั้งโครงสร้างของตะกอนและการกระจายของขนาดอนุภาคตะกอน ซึ่งอาจส่งผลให้ปริมาณออกซิเจนในดินตะกอนพื้นท้องทะเลลดลง (อาจเกิดสภาพไร้ออกซิเจน) เนื่องจากการเพิ่มขึ้นของสารอินทรีย์และการเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วของแบคทีเรียหรือจุลินทรีย์ชนิดที่ไม่ต้องการออกซิเจนในกองเศษหินจากการเจาะ รวมถึงสัตว์หน้าดินอาจได้รับความเครียดจากปัจจัยทางกายภาพ/ทางเคมี (Physical/chemical stress) เช่น ชัดขวางกระบวนการหายใจของสัตว์หน้าดิน หรือได้รับความกดดันจากโคลนเจาะและเศษหินจากการเจาะที่กองทับถมอยู่ โดยระดับความรุนแรงของผลกระทบจากการปล่อยเศษหินที่ปนเปื้อนโคลนเจาะที่มีต่อชุมชนสัตว์หน้าดินขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ได้แก่ ปริมาณการกองทับถมบนพื้นท้องทะเล สภาพสมุทรศาสตร์ในขณะที่มีการปล่อย รวมถึงคุณสมบัติของวัสดุที่ปล่อย (APEA, 1994; Boesch & Rabalais, 1987 และ GESAMP, 1993)

ทั้งนี้ ผลจากการศึกษาด้วยแบบจำลอง MUDMAP (หัวข้อที่ 4.2.1.4) แสดงให้เห็นว่า เศษหินที่ปนเปื้อนโคลนเจาะที่ระบายลงสู่ทะเลจะกระจายไปโดยมีพื้นที่ที่มีความหนามากกว่า 1 มิลลิเมตร จะกระจายออกไปไกลที่สุดประมาณ 4.6 กิโลเมตร จากจุดปล่อยที่แท่นหลุมผลิต โดยพื้นที่ส่วนใหญ่จะถูกปกคลุมอย่างต่อเนื่องด้วยเศษหินที่มีความหนาช่วง 1-10 มิลลิเมตร การเปลี่ยนแปลงของลักษณะพื้นท้องทะเลดังกล่าวอาจส่งผลถึง

การเปลี่ยนแปลงความเหมาะสมและโครงสร้างของแหล่งที่อยู่อาศัยของสัตว์หน้าดิน โดยเป็นการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพ (เช่น ความหนาของชั้นตะกอนและการกระจายตัวของอนุภาค) และทางชีวเคมี (เช่น ลักษณะทางเคมีของตะกอน) ซึ่งจะส่งผลต่อสิ่งมีชีวิตแต่ละประเภทแตกต่างกันไป โดยจะมีทั้งผลกระทบในเชิงบวกและเชิงลบต่อชุมชนสัตว์หน้าดิน การเปลี่ยนแปลงของดินตะกอนพื้นท้องทะเลนั้นอาจเหมาะสมกับสิ่งมีชีวิตบางชนิด แต่อาจไม่เหมาะสมสำหรับชนิดอื่นๆ ทั้งนี้ การก่อกองทับถมของเศษหินที่มีอนุภาคขนาดใหญ่อาจทำให้สัตว์หน้าดินบางชนิดตายลงอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เนื่องจากแรงกดทับของกองเศษหิน โดยเฉพาะชนิดที่เกาะยึดอยู่กับที่ เช่น ฟองน้ำ เพรียง ปะการัง ซึ่งผลกระทบส่วนใหญ่จะเกิดบริเวณใกล้ตำแหน่งที่ปล่อยเศษหินเท่านั้น ส่วนการก่อกองทับถมของเศษหินที่มีอนุภาคขนาดเล็ก จะเกิดขึ้นในพื้นที่ที่กว้างกว่า ครอบคลุมพื้นที่ที่อนุภาคของโคลนและเศษหินกระจายไปถึงและตกลงบนพื้นทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อสัตว์หน้าดินชนิดที่หาอาหารจากการกรอง (Filter feeding)

จากข้อมูลข้างต้น จึงคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินเนื่องจากการปล่อยเศษหินและโคลนจากการเจาะลงสู่ทะเลของโครงการฯ อยู่ในระดับปานกลาง

ข. ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ

สัตว์หน้าดินชนิดที่พบมากบริเวณพื้นที่โครงการฯ อยู่ในไฟลัม Annelida และไฟลัม Arthropoda มากที่สุด ซึ่งส่วนใหญ่เป็นสัตว์หน้าดินชนิดที่อาศัยอยู่โดยการฝังตัวหรือขุดรูอยู่ภายใต้พื้นทรายและโคลน (Infauna) จึงจะไม่ตายลงในทันทีเนื่องจากการกลบทับของกองเศษหินโดยตรง แต่อาจจะได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพและคุณภาพของตะกอนพื้นทะเลหากไม่สามารถปรับตัวเข้ากับสภาพแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงไปได้ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากไม่พบสัตว์หน้าดินชนิดที่มีความอ่อนไหวต่อผลกระทบจากการทับถมของเศษหินที่ปนเปื้อนโคลนที่ใช้ในการเจาะ เช่น สัตว์หน้าดินชนิดที่หาอาหารจากการกรองและเกาะยึดอยู่กับที่ ได้แก่ ฟองน้ำ และกลุ่มเพรียง แต่สัตว์หน้าดินที่พบมากบริเวณพื้นที่โครงการฯ อยู่ในไฟลัม Annelida และไฟลัม Arthropoda ซึ่งพบได้ทั่วไปในอ่าวไทย

นอกจากนี้ เนื่องจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ อยู่นอกชายฝั่งทะเลในอ่าวไทย ซึ่งไม่ได้อยู่ในพื้นที่คุ้มครองสิ่งแวดล้อมที่ประกาศโดยกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม มีชนิดและปริมาณของสิ่งมีชีวิตในทะเล (ทั้งแพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ และสัตว์หน้าดิน) ใกล้เคียงกับสถานีนอ้างอิง ซึ่งอยู่นอกพื้นที่โครงการอภัยพิบัติ รวมทั้งจากการทบทวนข้อมูลการติดตามตรวจสอบผลกระทบในพื้นที่ที่ดำเนินงานอยู่ในปัจจุบัน ไม่พบแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงอย่างชัดเจนในระยะหลังดำเนินการเจาะหลุมผลิตและเริ่มผลิตปิโตรเลียมแล้ว จึงพิจารณาได้ว่าสิ่งมีชีวิตในทะเลในบริเวณพื้นที่โครงการฯ จะสามารถฟื้นฟู และ/หรือคืนสภาพเดิมได้ (รายละเอียดดังแสดงในหัวข้อที่ 4.2.1.5) ดังนั้น จึงพิจารณาระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดิน

ผลจากการคาดการณ์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ข้างต้น พบว่า ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการฯ มีระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อยู่ในระดับปานกลาง และมีระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ จึงพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินจากการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะของโครงการอภัยพิบัติหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในระดับต่ำ เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว หากดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

4.2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมงในทุกระยะการดำเนินงาน

4.2.2.1 แหล่งกำเนิดผลกระทบ

ในขั้นตอนการดำเนินงานของโครงการฯ มีกิจกรรมที่อาจส่งผลกระทบต่อเครื่องมือทำประมง และการทำประมง ซึ่งโครงการฯ มีการดำเนินการและจัดการ ดังนี้

- การเตรียมพื้นที่ การขนส่งแท่นหลุมผลิต การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล และการเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้า-ออกจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ อาจส่งผลกระทบต่อเครื่องมือประมงประจำที่ ได้แก่ ช้าง โดยอาจทำให้ต้องเคลื่อนย้ายหรือเก็บกู้เครื่องมือประมงออกจากตำแหน่งที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล และอาจมีผลกระทบต่อการทำประมงที่อยู่ในเส้นทางเดินเรือ ซึ่งก่อนนำแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลมาติดตั้งในพื้นที่โครงการฯ อย่างน้อย 1 เดือน โครงการฯ จะต้องแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานให้กับสมาคมประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานีได้รับทราบ และในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมง ต้องบันทึกหลักฐานเพื่อตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย
- การกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ทุกตำแหน่ง เพื่อลดโอกาสในการเกิดอุบัติเหตุต่างๆ เช่น การโดนกันของเรือ หรือเรือชนกับโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการจำกัดขอบเขตพื้นที่ทำการประมงในบริเวณเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร ซึ่งคิดเป็นพื้นที่ 0.8 ตารางกิโลเมตรต่อโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ 1 ตำแหน่ง เมื่อพิจารณาจำนวนโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมทั้งหมดที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันและที่จะติดตั้งเพิ่มเติม คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 1.4 ของพื้นที่ทั้งหมดของโครงการอาทิตย์ และจะมีความหนาแน่นในบริเวณใกล้กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต

4.2.2.2 แหล่งรับผลกระทบ

ผลการสำรวจข้อมูลการทำประมงของกลุ่มประมงพาณิชย์ พบว่า มีกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์บางส่วนในจังหวัดปัตตานี เข้าใช้ประโยชน์ในบริเวณพื้นที่โครงการอาทิตย์ โดยเป็นการทำประมงที่ใช้เครื่องมือทำประมงแบบประจำที่ (วางช้าง) และใช้เครื่องมือทำประมงแบบเคลื่อนที่ผ่านบริเวณตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ

4.2.2.3 การคาดการณ์ผลกระทบ

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง

การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบ จะพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นเมื่อดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน และในท้ายที่สุดจะถูกกำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ รวมถึงใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานต่อไป สรุปได้ดังนี้

- โอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดผลกระทบพิจารณาอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากกิจกรรมของโครงการฯ อาจส่งผลกระทบต่อผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ที่ใช้เครื่องมือทำประมงประจำที่ เช่น ช้าง โดยในขั้นตอนการเตรียมพื้นที่ หากพบว่ามีอุปกรณ์ประมงอยู่ในพื้นที่จะต้องรื้อถอนออกจากตำแหน่งที่จะติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และชดเชยความเสียหายส่วนในขั้นตอนการเคลื่อนย้ายโครงสร้างเข้ามาติดตั้ง สามารถกำหนดเส้นทางการขนส่งโดยหลีกเลี่ยงจากตำแหน่งที่มีการวางช้างอยู่ได้ ในขณะที่กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้อุปกรณ์แบบเคลื่อนที่ได้จะยังคงทำประมงนอกเขตปลอดภัยได้ตามปกติ นอกจากนี้ โครงการฯ จะต้องแจ้งข้อมูลโครงการฯ ทั้งตำแหน่งที่จะดำเนินกิจกรรมโครงการฯ และช่วงเวลาที่จะดำเนินกิจกรรมให้หน่วยงานราชการและสมาคมประมงที่เกี่ยวข้องทราบถึงรายละเอียดการดำเนินงานของโครงการฯ อย่างน้อย 1 เดือน ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ
- ขนาดของผลกระทบพิจารณาอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากโครงการฯ จะต้องกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ทุกตำแหน่ง ซึ่งคิดเป็นพื้นที่ประมาณ 0.8 ตารางกิโลเมตรต่อตำแหน่ง โดยจะมีความหนาแน่นในบริเวณใกล้กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ซึ่งผู้ประกอบการประมงพาณิชย์แบบเคลื่อนที่จะยังสามารถทำประมงในบริเวณนอกเขตปลอดภัยได้ตามปกติ นอกจากนี้ ในกรณีที่โครงการฯ ทำให้เกิดความเสียหายหรือจำเป็นต้องรื้อถอนเครื่องมือประมง จะต้องทำการจดบันทึกตำแหน่ง สัญลักษณ์ จำนวน และถ่ายรูปเครื่องมือประมงดังกล่าว เพื่อดำเนินการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติหรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย ซึ่งจะไม่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงอาชีพ และโยกย้ายถิ่นฐานของชุมชนในภาพรวม
- ระยะเวลาที่จะเกิดผลกระทบพิจารณาอยู่ในระดับปานกลาง เนื่องจากผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจะเกิดขึ้นตั้งแต่ระยะการติดตั้งโครงสร้างจนถึงสิ้นสุดระยะการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และรื้อถอนโครงสร้างออกจากตำแหน่งนั้นๆ ซึ่งหลังจากนั้นกลุ่มผู้ประกอบการประมงทุกชนิดจะสามารถเข้าไปใช้ประโยชน์ในพื้นที่ได้เช่นเดิม
- ขอบเขตพื้นที่ที่อาจได้รับผลกระทบพิจารณาอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากโครงการฯ จะต้องกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตของโครงการฯ ซึ่งคิดเป็นพื้นที่ประมาณ 0.8 ตารางกิโลเมตรต่อตำแหน่ง หรือหากพิจารณาโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมทั้งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันและที่จะติดตั้งเพิ่มเติม คิดเป็นร้อยละ 1.4 ของพื้นที่ทั้งหมดของพื้นที่โครงการอาทิตย์

จากข้อมูลข้างต้นจึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงจากการติดตั้งแท่นหลุมผลิตเพิ่มเติม และการมีอยู่ของโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันอยู่ในระดับปานกลาง

ข. ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ

จากข้อมูลพื้นฐานด้านการประมง และข้อมูลความคิดเห็นจากกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ สามารถพิจารณาระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบด้านการประมง สรุปได้ดังนี้

- **จำนวนและความหนาแน่นของกลุ่มที่มีโอกาสได้รับผลกระทบ:** เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ อยู่ห่างจากชายฝั่งที่ใกล้ที่สุด คือ ชายฝั่งจังหวัดปัตตานี อยู่ในช่วงประมาณ 170 กิโลเมตร ดังนั้นเรือประมงที่จะสามารถเข้าไปทำประมงในพื้นที่ดังกล่าวส่วนใหญ่จะเป็นเรือประมงพาณิชย์เท่านั้น ได้แก่ ผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี
- **ระดับความสำคัญของคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต:** เนื่องจากบริเวณพื้นที่โครงการฯ อยู่กลางอ่าวไทย ไม่ได้เป็นแหล่งทำประมงจำเพาะของกลุ่มประมงกลุ่มใดกลุ่มหนึ่ง โดยผู้ประกอบการประมงพาณิชย์สามารถทำประมงได้ทั่วไปในอ่าวไทย และพื้นที่โครงการฯ ไม่ได้เป็นพื้นที่ซึ่งมีสัตว์น้ำชุกชุมมากกว่าบริเวณอื่นๆ ในอ่าวไทย จนเป็นเป้าหมายหลักที่กลุ่มประมงพาณิชย์จะเข้ามาทำประมง
- **ความสามารถในการปรับตัวของกลุ่ม/ชุมชน ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบ:** เนื่องจากผู้ประกอบการประมงกลุ่มที่มีรูปแบบการทำประมงโดยใช้อุปกรณ์ประเภทเคลื่อนที่ได้ เช่น เรืออวนล้อมจับ หรือเรืออวนลาก สามารถทำประมงได้ทั่วไปในอ่าวไทย และมีโอกาสผ่านเข้ามาทำประมงบริเวณพื้นที่โครงการฯ เป็นครั้งคราวเท่านั้น โดยจะมีการเปลี่ยนแปลงพื้นที่ทำประมงไปตามปัจจัยสิ่งแวดล้อม เช่น ฤดูกาล กระแสน้ำ และความชุกชุมของสัตว์น้ำ เป็นต้น นอกจากนี้ จากการสอบถามข้อมูลจากกลุ่มผู้ประกอบการประมงที่ใช้อุปกรณ์ประเภทประจำที่ เช่น ชั้ง พบว่า ส่วนใหญ่หลังจากวางชั้งเพื่อล่อปลาให้เข้ามาอาศัยอยู่ในบริเวณที่วางชั้งประมาณ 45-60 วัน จะดำเนินการล้อมจับปลาออกจากชั้งที่วางไว้ และเมื่อจำนวนปลาลดลงจะพิจารณาซ่อมแซม หรือวางชั้งในตำแหน่งใหม่อีกครั้ง ดังนั้น จึงสามารถเปลี่ยนแปลงตำแหน่งวางชั้งใหม่ให้อยู่นอกเขตพื้นที่ปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้
- **สถานะของกลุ่ม/ชุมชน ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบ:** เนื่องจากผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ของจังหวัดปัตตานี ส่วนใหญ่เคยมีประสบการณ์จากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่อ่าวไทยที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน รวมทั้งมีความเข้าใจ และมีประสบการณ์จากกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของผู้ประกอบการรายอื่นๆ ในอ่าวไทยมาแล้ว ดังนั้น จึงมีความเข้าใจต่อเหตุผลของการกำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม และสามารถทำการประมงในบริเวณอื่นนอกเขตปลอดภัยได้ อย่างไรก็ตาม ในกิจกรรมการรับฟังความคิดเห็นของโครงการฯ กลุ่มประมงพาณิชย์ได้เสนอให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มของโครงการฯ และช่วงเวลาตามแผนการดำเนินงานที่ชัดเจนให้กลุ่มผู้ประกอบการประมงรับทราบก่อนเริ่มดำเนินกิจกรรม เพื่อให้กลุ่มผู้ประกอบการประมงสามารถวางแผนการทำประมง โดยหลีกเลี่ยงจากพื้นที่ดำเนินการของโครงการฯ ได้ รวมถึงต้องมีการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้นต่ออุปกรณ์ประมงอย่างเหมาะสมและเป็นธรรม

จากข้อมูลข้างต้นจึงคาดการณ์ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบต่อการทำประมงจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนงานปกติของโครงการฯ อยู่ในระดับต่ำ

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง

ผลจากการคาดการณ์ผลกระทบจากการดำเนินกิจกรรมตามแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ภายใต้ระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ข้างต้น พบว่า ระดับความรุนแรงของผลกระทบอยู่ในระดับปานกลาง และระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบอยู่ในระดับต่ำ จึงพิจารณาว่านัยสำคัญของผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมงจากการการดำเนินงานในทุกระยะของโครงการอาทิตย์หลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้อยู่ในระดับต่ำ เช่นเดียวกับที่ระบุไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว หากดำเนินการตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่ได้รับความเห็นชอบแล้วอย่างเคร่งครัด

อย่างไรก็ตาม เพื่อให้มั่นใจได้ว่าโครงการฯ จะสามารถควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับที่ได้ประเมินไว้ จึงกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ โดยผนวกไว้ในบทที่ 5 เพื่อใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการดำเนินโครงการฯ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานไปยังหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และกรมเจ้าท่า
- ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานให้กับสมาคมประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย
- สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ และบริเวณโดยรอบก่อนติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้ง หรือเครื่องมือประมงใดๆ อยู่ในพื้นที่ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ
- ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย
- ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ
- จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้
- กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์สาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ
- ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรมตามแผนงานของ ปตท.สผ.

4.2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน

4.2.3.1 ขอบเขตการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน

การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการในครั้งนี้ จะไม่ทำให้สภาพแวดล้อมในการทำงานและลักษณะของงานที่ผู้ปฏิบัติงานในโครงการอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน จะมีผู้ปฏิบัติงานที่ถูกคัดเลือกให้เข้ามาปฏิบัติงานตามแผนของโครงการฯ เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินกิจกรรมต่างๆ เช่น งานติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม งานเจาะหลุมปิโตรเลียมและการจัดการหลุมปิโตรเลียม งานควบคุมการผลิตปิโตรเลียม งานซ่อมบำรุง งานยก การเดินเรือ งานบริการด้านอาหารและที่พัก ซึ่งจะต้องคัดเลือกผู้มีประสบการณ์และความพร้อมในการปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และได้รับการฝึกอบรมด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องแล้ว อย่างไรก็ตาม อาจได้รับผลกระทบจากการปฏิบัติงาน และต้องนำมาประเมินผลกระทบในรายละเอียด เพื่อกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน โดยแบ่งเป็น 2 ประเด็น ได้แก่

- ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจากการทำงาน
- ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากอุบัติเหตุที่เกิดจากการทำงาน

ทั้งนี้ สรุปปัจจัยในการประเมินผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงานดังแสดงในตารางที่ 4.2-3

ตารางที่ 4.2-3: ปัจจัยในการประเมินผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน

ประเด็นพิจารณา	ปัจจัยที่เกี่ยวข้อง
สิ่งคุกคามสุขภาพ	<ul style="list-style-type: none">▪ สิ่งคุกคามทางกายภาพ เช่น แสง เสียง ความร้อน ฝุ่น เป็นต้น▪ สิ่งคุกคามทางเคมี เช่น โลหะ สารอินทรีย์ระเหยง่าย การผลิต ขนส่ง และการจัดเก็บวัตถุอันตราย เป็นต้น▪ สิ่งคุกคามทางชีวภาพ เช่น ปรสิตร แบคทีเรีย เป็นต้น▪ สิ่งคุกคามทางรังสี เช่น การยกของหนัก ลักษณะท่าทางการทำงานที่ไม่เหมาะสม เป็นต้น▪ สิ่งคุกคามต่อจิตใจ เช่น ความเครียด ความกังวล ความรำคาญ เป็นต้น▪ สิ่งคุกคามทางสังคม เช่น การขาดความสัมพันธ์ทางสังคมหรือชุมชน เป็นต้น
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม	<ul style="list-style-type: none">▪ การเปลี่ยนแปลงสภาพและการใช้ทรัพยากรธรรมชาติ▪ การกำเนิดและการปล่อยของเสียและสิ่งคุกคามสุขภาพจากการเจาะหลุมปิโตรเลียม▪ ระดับการปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อม▪ การก่อให้เกิดสื่หรือพาหะนำโรคเพิ่มขึ้น
ปัจจัยต่อการรับสัมผัส	<ul style="list-style-type: none">▪ เส้นทางการรับสัมผัสเข้าสู่ร่างกาย เช่น โดยการหายใจ การรับประทาน การสัมผัสทางผิวหนัง เป็นต้น▪ การรับสัมผัสของคนงานหรือผู้ปฏิบัติงานในโครงการ▪ การระบุกลุ่มเสี่ยง▪ ปริมาณและระยะเวลาที่ได้รับเข้าสู่ร่างกาย
ลักษณะผลกระทบต่อสุขภาพ	<ul style="list-style-type: none">▪ อัตราการตาย▪ อัตราการเจ็บป่วย▪ ผลกระทบต่อจิตใจ▪ การบาดเจ็บ และอุบัติเหตุ▪ ผลกระทบสะสม

4.2.3.2 เกณฑ์และวิธีการในการประเมินผลกระทบด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน

ขั้นตอนของการประเมินผลกระทบทางสุขภาพ ประกอบด้วย การรวบรวมข้อมูลพื้นฐาน ด้านสิ่งแวดล้อมและสถานะทางสุขภาพ ซึ่งสัมพันธ์กับประเด็นที่กำหนดไว้ในขอบเขตการศึกษา จากนั้นจึงเข้าสู่ขั้นตอนการประเมินผลกระทบและจัดระดับความสำคัญของผลกระทบ

เกณฑ์ในการประเมินผลกระทบทางสุขภาพ ใช้วิธีการประเมินความเสี่ยงเชิงคุณภาพด้วยแผนผังเมตริกซ์แสดงระดับความเสี่ยง (Risk matrix) ซึ่งดัดแปลงมาจากงานศึกษาประเมินผลกระทบทางสุขภาพต่างๆ (Vose, 2000, Helen et al., 2005 และ Anonymous, 2008) มาเป็นเครื่องมือในการประเมินระดับนัยสำคัญของผลกระทบโดยจะพิจารณาจากความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา (Severity of consequence) ร่วมกับโอกาสของการเกิด (Likelihood) ดังนี้

ระดับความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา (Severity of consequence) พิจารณาจากประเด็นหลักของประชากรกลุ่มเสี่ยง และความสูญเสียที่เกิดขึ้นตามมา (เช่น อัตราป่วย/อัตราตาย จำนวนการบาดเจ็บและความรุนแรงของการบาดเจ็บ อวัยวะที่ได้รับบาดเจ็บ ระยะเวลาที่ไม่สามารถปฏิบัติงานได้ ความเสียหายทางกายภาพ เช่น จำนวนและระดับของความเสียหายที่เกิดขึ้นกับระบบสาธารณสุขโรค และความต้องการการดูแลในภาวะฉุกเฉิน) โดยมีเกณฑ์การกำหนดระดับความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมาดังแสดงในตารางที่ 4.2-4

ตารางที่ 4.2-4: เกณฑ์กำหนดสำหรับพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา

ความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา	คะแนน	คำจำกัดความ
ต่ำมาก	1	<ul style="list-style-type: none">ไม่เกิดการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยไม่เกิดผลกระทบต่องานหรือการดำเนินกิจกรรมประจำวันไม่ก่อให้เกิดการเจ็บป่วยในชุมชนสิ่งที่ก่อให้เกิดโรคไม่มีอันตรายต่อสุขภาพ
ต่ำ	2	<ul style="list-style-type: none">เกิดการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยเล็กน้อยส่งผลกระทบต่องานหรือการดำเนินกิจกรรมประจำวัน หรือส่งผลกระทบต่อความต้องการในการทำกิจกรรมในชีวิตประจำวัน ซึ่งต้องการระยะเวลาในการฟื้นตัวภายใน 2-3 วันสิ่งที่ก่อให้เกิดโรคส่งผลกระทบให้เกิดโรคเพียงเล็กน้อย (เช่น ระบายเคืองผิวหนัง อาหารเป็นพิษจากแบคทีเรีย เป็นต้น)
ปานกลาง	3	<ul style="list-style-type: none">เกิดการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยปานกลางส่งผลกระทบต่องานหรือกิจกรรมประจำวันต่อกลุ่มเสี่ยงเป็นเวลานานสิ่งที่ก่อให้เกิดโรคสามารถทำให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพในระดับที่ไม่รุนแรง (เช่น เสียงัดรบกวนอันตรายจากท่าทางของการทำงานที่ไม่เหมาะสม เป็นต้น)
สูง/วิกฤต	4	<ul style="list-style-type: none">เกิดการเจ็บป่วยอย่างถาวร (กลุ่มประชาชนที่ได้รับสัมผัสอยู่ในวงแคบ)สิ่งที่ก่อให้เกิดโรคสามารถส่งผลกระทบต่อที่รุนแรง ทำให้เกิดการสูญเสียหรือเกิดการตายในกลุ่มพนักงาน (เช่น กรด-ด่างในห้องปฏิบัติการ สารเคมีที่สามารถก่อให้เกิดมะเร็ง)
สูงมาก/ อันตรายถึงชีวิต	5	<ul style="list-style-type: none">เกิดผลกระทบทวีคูณความรุนแรง (กลุ่มที่ได้รับสัมผัสขนาดใหญ่ ได้รับผลกระทบในวงกว้าง/เกินขีดความสามารถในการจัดการของโครงการ)สิ่งที่ก่อให้เกิดโรคเป็นสาเหตุทำให้เกิดผลกระทบเพิ่มขึ้น (เช่น สารเคมีมีความเป็นพิษและทำให้เกิดโรคมะเร็ง โดยเฉพาะที่ปนเปื้อนในอากาศ)

ที่มา: นำเกณฑ์ที่กำหนดในแนวทางการจัดทำรายการการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) มาประยุกต์ใช้ให้สอดคล้องกับพื้นที่โครงการฯ

โอกาสของการเกิด (Likelihood) พิจารณาจากความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์ ซึ่งจะเป็นการวิเคราะห์บนข้อมูลหลักฐานที่มีอยู่ หรือสถิติของเหตุการณ์ในพื้นที่/พื้นที่ใกล้เคียง สถานการณ์ใกล้เคียง ทั้งในหรือต่างประเทศ รวมทั้งพิจารณาโอกาสเสี่ยงที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ ความน่าจะเป็นที่เคยได้รับสัมผัสสิ่งคุกคามจากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบ โดยมีเกณฑ์การพิจารณาระดับโอกาสของการเกิด ดังแสดงในตารางที่ 4.2-5

ตารางที่ 4.2-5: เกณฑ์กำหนดสำหรับโอกาสของการเกิด

โอกาสของการเกิด	คะแนน	คำจำกัดความ
น้อยมาก	1	<ul style="list-style-type: none"> ไม่พบหลักฐานว่าเคยเกิดขึ้น มีโอกาสน้อยที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งคุกคามจากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบน้อยมาก
น้อย	2	<ul style="list-style-type: none"> ทฤษฎีบอกว่ามีโอกาสจะเกิดขึ้น แต่ยังไม่มียารายงานว่าเกิดขึ้นในพื้นที่หรือในต่างประเทศ มีโอกาสน้อยที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งคุกคามจากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบเฉพาะช่วงเวลาสั้นๆ และ/หรือเกิดขึ้นเป็นครั้งคราว
ปานกลาง	3	<ul style="list-style-type: none"> เคยมีเหตุการณ์เกิดขึ้น 1 ครั้งในประเทศไทย หรือต่างประเทศจากการพัฒนาโครงการที่เหมือนกัน มีโอกาสน้อยที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งคุกคามจากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบในช่วงเวลาจำกัด เช่น เฉพาะช่วงที่มีการดำเนินกิจกรรมและสิ้นสุดลงเมื่อกิจกรรมเสร็จสิ้น หรือสิ้นสุดเนื่องจากการดำเนินมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และจากการฟื้นฟูตามธรรมชาติ
สูง	4	<ul style="list-style-type: none"> เคยมีเหตุการณ์เกิดขึ้นมากกว่า 1 ครั้ง ในประเทศไทยหรือต่างประเทศจากการพัฒนาโครงการที่เหมือนกัน มีโอกาสน้อยที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งคุกคามจากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบเกิดขึ้นต่อเนื่องเป็นระยะเวลานาน โดยรวมถึงผลกระทบซึ่งเกิดขึ้นเป็นช่วงๆ หรือเกิดขึ้นซ้ำๆ เป็นระยะเวลานาน
สูงมาก	5	<ul style="list-style-type: none"> เคยมีเหตุการณ์กำลังเกิดขึ้นระหว่างการดำเนินโครงการที่เหมือนกัน และมีการดำเนินโครงการในประเทศไทยหรือต่างประเทศ

ที่มา: นำเกณฑ์ที่กำหนดในแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) มาประยุกต์ใช้ให้สอดคล้องกับพื้นที่โครงการฯ

ความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา และโอกาสของการเกิด จะถูกนำมาเป็นปัจจัยในการประเมินนัยสำคัญของผลกระทบโดยใช้แผนผังเมตริกซ์แสดงระดับความเสี่ยงต่อสุขภาพ (Health risk assessment matrix) ดังแสดงในตารางที่ 4.2-6 โดยมีคำจำกัดความของนัยสำคัญของผลกระทบ ดังแสดงในตารางที่ 4.2-7

ตารางที่ 4.2-6: แผนผังเมตริกซ์แสดงระดับความเสี่ยงต่อสุขภาพ (Health risk assessment matrix)

การประเมินนัยสำคัญของผลกระทบทางสุขภาพ		โอกาสของการเกิด				
		น้อยมาก (1)	น้อย (2)	ปานกลาง (3)	สูง (4)	สูงมาก (5)
ความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา	ต่ำมาก (1)	ระดับนัยสำคัญต่ำ (1)	ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)	ระดับนัยสำคัญต่ำ (3)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (4)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (5)
	ต่ำ (2)	ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (4)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (6)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (8)	ระดับนัยสำคัญสูง (10)
	ปานกลาง (3)	ระดับนัยสำคัญต่ำ (3)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (6)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (9)	ระดับนัยสำคัญสูง (12)	ระดับนัยสำคัญสูง (15)
	สูง / วิฤต (4)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (4)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (8)	ระดับนัยสำคัญสูง (12)	ระดับนัยสำคัญสูง (16)	ระดับนัยสำคัญสูงมาก (20)
	สูงมาก/อันตรายถึงชีวิต (5)	ระดับนัยสำคัญปานกลาง (5)	ระดับนัยสำคัญสูง (10)	ระดับนัยสำคัญสูง (15)	ระดับนัยสำคัญสูงมาก (20)	ระดับนัยสำคัญสูงมาก (25)

หมายเหตุ: ระดับนัยสำคัญของผลกระทบทางสุขภาพ = โอกาสของการเกิด x ความรุนแรงของผลที่เกิดขึ้นตามมา

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

บทที่ 4

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ธันวาคม 2566

ตารางที่ 4.2-7: คำจำกัดความของนัยสำคัญของผลกระทบ

ระดับนัยสำคัญ	คะแนน	คำจำกัดความ
ต่ำ	1-3	ระดับที่ยอมรับได้ โดยไม่ต้องควบคุมความเสี่ยง ไม่ต้องการจัดการเพิ่มเติม
ปานกลาง	4-9	ระดับที่ยอมรับได้ แต่ต้องการควบคุม เพื่อป้องกันไม่ให้ความเสี่ยงเพิ่มขึ้นไปยังระดับที่ยอมรับไม่ได้
สูง	10-16	ระดับที่ไม่สามารถยอมรับได้ ต้องจัดการความเสี่ยงเพื่อให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ต่อไป
สูงมาก	17-25	ระดับที่ไม่สามารถยอมรับได้ ต้องหยุดดำเนินการทันที และเร่งจัดการความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ก่อนดำเนินการต่อไป

4.2.3.3 การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจากการทำงาน

เนื่องจากปัจจัยที่ก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพมีความแตกต่างกันในแต่ละพื้นที่ปฏิบัติงาน ประกอบกับลักษณะการทำงานที่แตกต่างกันในแต่ละแผนกและบุคคล ดังนั้นผลกระทบต่อสุขภาพที่อาจเกิดขึ้นจากการได้รับสัมผัสของปัจจัยเหล่านี้จึงสามารถพิจารณาได้จากความแตกต่างของงานแต่ละประเภท ซึ่งเมื่อพิจารณาข้อมูลการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดของโครงการในครั้งนี้ พบว่า จะไม่ทำให้สภาพแวดล้อมในการทำงาน และลักษณะของงานที่ผู้ปฏิบัติงานในโครงการอาทิตย์มีการเปลี่ยนแปลงจากที่ดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน

ทั้งนี้ การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพในแต่ละด้านและการรับสัมผัส ดังสรุปใน **ตารางที่ 4.2-8** พิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน ซึ่งในท้ายที่สุดจะถูกกำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ และใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานต่อไป ดังนี้

- กำหนดให้พนักงานทุกคนทั้งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และของบริษัทผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ต้องผ่านการตรวจสุขภาพ และมีใบรับรองแพทย์ ซึ่งออกโดยศูนย์การแพทย์หรือโรงพยาบาลที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. รับรอง และมีแผนการตรวจสุขภาพทุก 1 ปี ทั้งนี้ แผนการตรวจสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานของโครงการฯ จะเป็นไปตามแผนการตรวจสุขภาพของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งกำหนดตาม ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 4409 (พ.ศ. 2555) เรื่องกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมแนวปฏิบัติการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงด้านเคมีและกายภาพจากการประกอบอาชีพในสถานประกอบการ ลงวันที่ 3 เมษายน 2555 ซึ่งต้องประเมินซ้ำตามความถี่ที่กำหนดอยู่เสมอ เพื่อกำหนดแผนการตรวจสุขภาพสำหรับตำแหน่งงานต่างๆ เพิ่มเติมจากการตรวจสุขภาพทั่วไปประจำปี (Medical checkup lists for offshore site worker) ซึ่งมีรายการตรวจสุขภาพเพิ่มเติมที่สำคัญซึ่งพิจารณาจากปัจจัยความเสี่ยงจากการปฏิบัติงาน ด้วยวิธีที่เป็นที่ยอมรับ ได้แก่
 - การตรวจเบนซินในปัสสาวะ ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสสารระเหยอินทรีย์
 - การตรวจสารหนูและปรอทในปัสสาวะ ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสไอระเหยของปิโตรเลียมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม
 - การตรวจสมรรถภาพปอด ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสสัมผัสฝุ่นละอองขนาดเล็ก
 - การตรวจการได้ยิน ในตำแหน่งงานที่มีโอกาสอยู่ในพื้นที่ซึ่งมีระดับเสียงดังเป็นเวลานาน

ซึ่งจากการทบทวนข้อมูลผลการตรวจสอบสภาพประจำปีของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการ
อาทิตย์ใน ปี พ.ศ. 2565 พบว่า ปริมาณปรอท สารหนู และเบนซีนในปัสสาวะ และสมรรถภาพ
ปอดของพนักงานที่เกี่ยวข้องอยู่ในเกณฑ์ปกติทุกคน และไม่พบโรคการได้ยินเสื่อมจากการทำงาน

- กำหนดให้พนักงานทุกคนทั้งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และของบริษัทผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานใน
พื้นที่ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ต้องผ่านการอบรมด้านสุขภาพอนามัย ความปลอดภัย และ
สิ่งแวดล้อม และสำหรับผู้ปฏิบัติงานนอกฝั่งทะเล ต้องผ่านการฝึกอบรม การดับเพลิงขั้นพื้นฐาน
และเทคนิคการดำรงชีพในทะเล จากศูนย์ฝึกที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ.รับรอง ซึ่งใบรับรอง
การฝึกอบรมนี้มีระยะเวลาที่กำหนดใช้ได้ถึง 3 ปี จากนั้นต้องเข้ารับการฝึกอบรมใหม่
- กำหนดให้มีขั้นตอนการประเมินความเสี่ยง (Risk assessment) ก่อนการปฏิบัติงาน เพื่อให้แน่ใจ
ว่าอันตรายที่อาจเกิดขึ้นได้ในระหว่างการปฏิบัติงาน ได้ถูกระบุไว้แล้วอย่างครบถ้วน และอยู่ใน
ระดับที่สามารถป้องกันและควบคุมได้ด้วยมาตรการป้องกันที่กำหนดไว้
- กำหนดให้มีการดำเนินงานภายใต้ระบบการอนุญาตปฏิบัติงาน (Permit To Work System หรือ
PTW) เพื่อให้มั่นใจว่า ผู้ปฏิบัติงานเข้าใจและสามารถดำเนินงานตามมาตรการป้องกันที่กำหนดไว้
จากผลการประเมินความเสี่ยงได้อย่างครบถ้วน
- จัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับงานแต่ละประเภทให้เพียงพอ
กับจำนวนพนักงาน และกำหนดให้ขณะปฏิบัติหน้าที่ พนักงานต้องใส่อุปกรณ์คุ้มครอง
ความปลอดภัยส่วนบุคคลพื้นฐานที่เหมาะสม ซึ่งได้แก่ แว่นตานิรภัย (Safety glasses) หมวก
นิรภัย (Safety helmet) รองเท้านิรภัย (Safety boots) อุปกรณ์ป้องกันเสียงดังหรือที่อุดหู (Ear
plugs or muffs) และอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยที่เหมาะสมกับงาน เช่น ถุงมือป้องกัน
ความร้อนและสารเคมี ชุดนิรภัยมีแถบเรืองแสงสำหรับปฏิบัติงานตอนกลางคืน (Protective
clothes) อุปกรณ์ป้องกันระบบทางเดินหายใจ
- จัดให้มีแผนรองรับกรณีเกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินต่างๆ และกำหนดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนอย่าง
สม่ำเสมอ

นอกจากนี้ จากการพิจารณาโอกาสการเกิดผลกระทบจะรวมถึงการพิจารณาข้อมูลจากบันทึกสถิติ
การเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการอาทิตย์ในช่วงปี พ.ศ. 2563-2565 (ระยะเวลา 3 ปี) ซึ่งมี
การดำเนินงานทั้งในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ระยะเจาะหลุมผลิต และการผลิตปิโตรเลียม
พบว่า ในช่วงเวลาดังกล่าวไม่พบกรณีการเกิดอุบัติเหตุเสียชีวิต (Fatalities) หรือการบาดเจ็บถึงขั้นทุพพลภาพถาวร
(Permanent Total Disabilities หรือ PTD) รวมทั้งไม่มีกรณีเกิดเหตุการณ์ขึ้นแล้วทำให้พนักงานได้รับบาดเจ็บและ
ต้องหยุดงาน (Lost Time Injury Frequency หรือ LTIF) โดยมีเหตุการณ์ที่ทำให้พนักงานได้รับบาดเจ็บและ
ต้องเข้าห้องพยาบาล (Total Recordable Injury Rate หรือ TRIR) 1 ครั้ง ในปี พ.ศ. 2564 ซึ่งหลังจากการได้รับ
การปฐมพยาบาลพนักงานสามารถกลับไปปฏิบัติหน้าที่ได้โดยไม่ต้องหยุดงาน

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อม - ความร้อน				
ความร้อนจากแสงแดด เครื่องจักร เครื่องยนต์ และ อุปกรณ์ต่างๆ ในพื้นที่ปฏิบัติงาน อาจส่งผลกระทบต่อ สุขภาพของผู้ปฏิบัติงาน	พื้นที่ปฏิบัติงานกลางแจ้ง และห้องเครื่อง	<ul style="list-style-type: none">ผู้ปฏิบัติงานกลางแจ้งที่แดดร้อนจัดหรือการทำงานหนักถึงหนักมากในพื้นที่ปฏิบัติงาน มีโอกาสได้รับผลกระทบจากความร้อน โดยจะทำให้เกิดโรคหรือผลเสียต่อร่างกาย ได้แก่ 1) ผลเสียของความร้อนต่อระบบร่างกาย เช่น ทำให้เหงื่อออกมาก ร่างกายจึงสูญเสียน้ำ และขาดเกลือแร่ เกิดอาการอ่อนเพลียหรือหมดแรงเนื่องจากความร้อน (Heat exhaustion) และอาจถึงขั้นเกิดตะคริวแดด (Heat cramps) หรือเป็นลมหมดสติ เนื่องจากความร้อน (Heat stroke) เป็นต้น และ 2) ผลเสียของความร้อนต่อผิวหนัง เช่น เม็ดผด (Heat rash) เกิดขึ้นตามตัว แขน หรือขามาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ กำหนด ระยะเวลาในการทำงานให้เหมาะสม โดยจัดให้มีเวลาพักทุก 2-3 ชั่วโมง และการกำหนดให้ พนักงานทุกคนต้องสวมใส่ชุดทำงานที่จัดเตรียมไว้ซึ่งเป็นชุดปกป้องร่างกาย (Cover all) ที่สามารถป้องกันความร้อน และเปลวไฟ ตลอดระยะเวลาที่ปฏิบัติงาน และจัดให้มีป้าย เตือนอันตรายบริเวณแหล่งกำเนิดความร้อน โดยพิจารณาจากผลการตรวจวัดความร้อน ในพื้นที่ปฏิบัติงานกลางแจ้ง และบริเวณที่มีแหล่งกำเนิดความร้อน เช่น ในบริเวณห้อง เครื่อง ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถกำหนดมาตรการสำหรับลดโอกาสในการเกิดผลกระทบได้โดย สอดคล้องกับข้อกำหนดในกฎกระทรวง เรื่องการกำหนดมาตรฐานในการบริหารและ จัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานที่เกี่ยวข้องกับ ความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือข้อกำหนดที่เป็นปัจจุบันจากข้อมูลข้างต้นจึงพิจารณาว่า หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตาม มาตรการควบคุมและป้องกันข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรง ของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) เนื่องจากอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพ ของผู้ปฏิบัติงานเล็กน้อย	<ul style="list-style-type: none">กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่ง ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด และ มีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง อยู่เป็นเวลานานเนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งแวดล้อม น้อย เฉพาะในช่วงที่มีการปฏิบัติงานใน พื้นที่ที่มีอุณหภูมิสูงในช่วงระยะเวลาสั้นดังนั้น จึงพิจารณาว่ามีโอกาสของการ เกิดน้อย (2)	<ul style="list-style-type: none">ระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2)โอกาสการเกิดน้อย (2)ระดับนัยสำคัญปานกลาง (4)

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ต่อ)

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อม - แสงสว่าง				
ความเพียงพอของแสงสว่าง ในพื้นที่ปฏิบัติงานอาจ ส่งผลกระทบต่อสุขภาพ ของผู้ปฏิบัติงาน	พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง	<ul style="list-style-type: none"> การทำงานในสถานที่ที่มีแสงสว่างน้อยเกินไปเป็นระยะเวลานาน อาจทำให้เกิดผลกระทบทางสายตา การมองเห็น โดยเฉพาะเมื่อเข้าที่มีดจะมีการปรับสายตาให้เข้ากับแสงแวดล้อมได้ช้ามาก ซึ่งอาจเกิดขึ้นเป็นพักๆ และทำให้ประสิทธิภาพการทำงานลดลงได้ มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในโครงการฯ ได้แก่ ออกแบบและการจัดสภาพแวดล้อมให้เหมาะสมกับการทำงาน และตรวจวัดระดับแสงสว่าง โดยพิจารณาให้สอดคล้องกับเกณฑ์มาตรฐานตามประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานความเข้มของแสงสว่าง ลงวันที่ 27 พฤศจิกายน 2560 หรือข้อกำหนดที่เป็นปัจจุบัน จากข้อมูลข้างต้นจึงพิจารณาว่าเป็นผลกระทบที่มีระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาจากอยู่ในระดับต่ำ (2) เนื่องจากอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานในระดับที่ไม่รุนแรง 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่ง ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด และมีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งอยู่เป็นเวลานาน เนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะต้องปฏิบัติงานในพื้นที่แสงสว่างไม่เพียงพอจนส่งผลผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งแวดล้อมน้อยมาก ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิดอยู่ในระดับน้อยมาก (1) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดน้อยมาก (1) ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)
ปัจจัยสิ่งแวดล้อม - สภาพอากาศ				
สภาพอากาศในพื้นที่ ปฏิบัติงานที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลกระทบต่อ สุขภาพของผู้ปฏิบัติงาน	พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง โดยเฉพาะอย่างยิ่งในห้องปิด และในสำนักงาน	<ul style="list-style-type: none"> สภาพอากาศและการระบายอากาศในพื้นที่ปฏิบัติงานมีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของร่างกาย โดยความชื้นสัมพัทธ์ที่สูงเกินไปทำให้เหงื่อระเหยออกยาก เป็นผลให้รู้สึกร้อน ในขณะที่ความชื้นสัมพัทธ์ที่น้อยเกินไปทำให้เกิดความระคายเคืองต่อผิวหนัง รวมทั้งอาจมีผลต่อปริมาณฝุ่นในอากาศได้ มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ การจัดสภาพแวดล้อมให้เหมาะสมกับการทำงาน โดยพิจารณาให้สอดคล้องกับเกณฑ์มาตรฐานที่กำหนดใน Occupational Safety and Health Standards ของ Occupational Safety and Health Administration (OSHA) หรือข้อกำหนดอื่นที่เกี่ยวข้องและเป็นปัจจุบัน จากข้อมูลข้างต้นจึงพิจารณาว่าเป็นผลกระทบที่มีระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาจากอยู่ในระดับต่ำ (2) เนื่องจากอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพของผู้ปฏิบัติงานเล็กน้อย 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่ง ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด และมีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งอยู่เป็นเวลานานเนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะต้องปฏิบัติงานในพื้นที่ซึ่งมีสภาพอากาศในพื้นที่ปฏิบัติงานที่ไม่เหมาะสมจนส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งแวดล้อมน้อยมาก ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิดอยู่ในระดับน้อยมาก (1) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดน้อยมาก (1) ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ต่อ)

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อม - เสียงดัง				
เสียงดังจากเครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในการ เจาะหลุมปิโตรเลียม กระบวนการผลิต ปิโตรเลียมอาจส่ง ผลกระทบต่อสุขภาพ ของพนักงาน	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง ซึ่งแหล่งกำเนิดเสียงดังที่ สำคัญ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> - เครื่องกำเนิดไฟฟ้า - เครื่องอัดอากาศ - เครื่องสูบน้ำจาก กระบวนการผลิต - เครื่องยนต์เรือ 	<ul style="list-style-type: none"> เสียงดังจากอุปกรณ์สำหรับการเจาะหลุมปิโตรเลียมอาจมีอันตรายต่อการได้ยินไป จนถึงการสูญเสียความสามารถในการได้ยิน ทั้งนี้ จะขึ้นอยู่กับระดับเสียงรบกวน และระยะเวลาในการได้ยินเสียง มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ การกำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานทุกคนต้องใส่ปลั๊กอุดหู (Ear plugs) ที่ทำจากโฟมทุกครั้ง ที่เข้าไปยังพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยติดป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัย ส่วนบุคคล (PPE) ซึ่งรวมถึงอุปกรณ์ป้องกันเสียง ที่บริเวณทางเข้าสู่พื้นที่ปฏิบัติงาน ทั้งนี้ ปลั๊กอุดหูที่ทำจากโฟม มีคุณสมบัติสามารถลดระดับเสียงที่ผู้ปฏิบัติงานจะ ได้รับลงได้จากก่อนใช้ 15-25 เดซิเบลเอ ดังนั้น จึงคาดว่าผู้ปฏิบัติงานทุกตำแหน่งที่ ใช้ปลั๊กอุดหูที่ทำจากโฟมขณะปฏิบัติงานจะได้รับระดับเสียงเฉลี่ยตลอดเวลา การทำงาน (TWA) 10 ชั่วโมง ไม่เกิน 84 เดซิเบลเอ สอดคล้องตามมาตรฐานกำหนด ในประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง มาตรฐานระดับเสียงที่ยอมให้ ลูกจ้างได้รับเฉลี่ยตลอดการทำงานในแต่ละวัน ลงวันที่ 13 ธันวาคม 2560 รวมถึงจัดมาตรการอนุรักษ์การได้ยิน ตามประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่องหลักเกณฑ์และวิธีการจัดทำโครงการอนุรักษ์การได้ยินในสถานประกอบกิจการ พ.ศ. 2553 ลงวันที่ 5 พฤษภาคม 2561 ที่กำหนดไว้สำหรับสถานประกอบการที่ระดับ เสียงเฉลี่ยสำหรับการทำงาน 8 ชั่วโมง เกิน 85 เดซิเบลเอ ดังนั้น หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามมาตรการควบคุมและ ป้องกันข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่งซึ่งมีชั่วโมง การทำงานตามข้อกำหนด และ มีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่ หนึ่งอยู่เป็นเวลานาน เนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสิ่งแวดล้อม จากสิ่งแวดล้อมของผู้ได้รับผลกระทบใน ช่วงเวลาจำกัด เช่น เฉพาะช่วงที่มี การดำเนินกิจกรรมและสิ้นสุดลงเมื่อ กิจกรรมเสร็จสิ้น ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิด อยู่ในระดับปานกลาง (3) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดปานกลาง (3) ระดับนัยสำคัญปานกลาง (6)

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ต่อ)

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพ - สารเคมี				
การใช้สารเคมีในการ ปฏิบัติงานที่ไม่เหมาะสม และการหกรั่วไหลของ สารเคมีในระหว่าง การปฏิบัติงานอาจส่ง ผลกระทบต่อสุขภาพของ ผู้ปฏิบัติงาน	พื้นที่จัดเก็บและเตรียม สารเคมี เช่น สารเคมีที่ใช้ เป็นองค์ประกอบของโคลนที่ ใช้ในการเจาะ และสารเคมีที่ ใช้ในกระบวนการผลิต	<ul style="list-style-type: none"> การได้รับสัมผัสสารเคมีทางการหายใจ และทางผิวหนังในช่วงที่ต้องปฏิบัติงานกับสารเคมีอาจก่อให้เกิดอันตรายต่อสุขภาพ หากไม่ใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (PPE) อย่างถูกต้อง และเหมาะสมกับประเภทของสารเคมีที่ใช้ในการปฏิบัติงาน มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) สำหรับสารเคมีทุกชนิดที่ใช้งานทั้งในบริเวณที่จัดเก็บและพื้นที่ปฏิบัติงาน จัดเตรียมอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (PPE) ที่เหมาะสมกับประเภทของสารเคมี ได้แก่ ถุงมือป้องกันสารเคมี แว่นตาป้องกันสารเคมี และชุดปกป้องกันร่างกาย (Cover all) กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (PPE) ตลอดระยะเวลาที่ปฏิบัติงาน จัดให้มีที่ล้างตา และฝักบัวในบริเวณพื้นที่จัดเก็บ จัดเตรียม และใช้งานสารเคมี จัดเตรียมอุปกรณ์ตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของสารเคมีที่เหมาะสมกับประเภทของสารเคมีที่ใช้ในพื้นที่ปฏิบัติงานแต่ละแห่ง นอกจากนี้ ยังได้ดำเนินการติดตามตรวจวัดฝุ่นละอองขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน (Respirable dust), สารอินทรีย์ระเหยง่าย (VOCs), โลหะ, ตัวทำละลายอินทรีย์ (Organic solvent) และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H₂S) ที่อาจปนเปื้อนอยู่ในอากาศในพื้นที่ปฏิบัติงาน เพื่อใช้สำหรับกำหนดมาตรการให้สอดคล้องกับมาตรฐานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ เกณฑ์มาตรฐานตามประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง ชีตจำกัดความเข้มข้นของสารเคมีอันตราย ลงวันที่ 28 มิถุนายน 2560 เกณฑ์ที่กำหนดใน Occupational Safety and Health Standards ของ OSHA หรือข้อกำหนดที่เป็นปัจจุบัน ดังนั้น หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามมาตรการควบคุมและป้องกันข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่ง ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด และมีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งอยู่เป็นเวลานาน การเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ส่วนใหญ่จะใช้เวลาในการดำเนินงานประมาณ 8-20 วัน/หลุม สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิตจะถูกขนส่งจากบริษัทผู้ผลิตในภาชนะปิด และส่งเข้าสู่กระบวนการผลิตด้วยระบบสุบจ่ายสารเคมีบนแท่นผลิต โดยผู้ปฏิบัติงานจะไม่ได้รับสัมผัสจากสารเคมีโดยตรง ซึ่งมีความเสี่ยงที่ผู้ปฏิบัติงานจะได้รับผลกระทบต่อสุขภาพ หรือได้รับสัมผัสสารเคมีในช่วงเวลาจำกัด เฉพาะช่วงที่ปฏิบัติงาน ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิดในระดับปานกลาง (3) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดปานกลาง (3) ระดับนัยสำคัญปานกลาง (6)

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ต่อ)

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพ - ด้านชีวภาพ				
จุลินทรีย์ก่อโรคที่อาจ ปนเปื้อนอยู่ในอากาศ อาหาร และน้ำดื่ม อาจส่งผลกระทบต่อ สุขภาพของผู้ปฏิบัติงาน	พื้นที่พักอาศัยและพื้นที่ ปฏิบัติงานทุกแห่ง	<ul style="list-style-type: none"> การได้รับสัมผัสจุลินทรีย์ในอากาศ ในน้ำ หรือในอาหาร ซึ่งอาจทำให้เกิดโรค ทางเดินหายใจ ทางเดินอาหาร หรือโรคทางผิวหนังได้ มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> จัดสถานที่จัดเตรียมอาหาร ห้องครัว และถังน้ำดื่มให้ถูกสุขลักษณะ และ มีการทำความสะอาดอย่างสม่ำเสมอ ทำความสะอาดเครื่องปรับอากาศในพื้นที่พักอาศัยและสำนักงานอย่างสม่ำเสมอ กำหนดให้มีตรวจสุขภาพก่อนรับผู้ปฏิบัติงานเข้าทำงาน และการตรวจสุขภาพ ประจำปี รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัยและสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อม อย่างเพียงพอ ดังนั้น หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามมาตรการควบคุมและ ป้องกันข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่งซึ่ง มีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด และ มีลักษณะงานไม่ประจำพื้นที่ใดพื้นที่ หนึ่งอยู่เป็นเวลานาน รวมทั้งมีมาตรการ ด้านสุขอนามัยในพื้นที่พักอาศัยและ ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งเนื่องจากมี ความเสี่ยงที่จะสัมผัสกับปัจจัยสิ่ง คุกคามสุขภาพด้านชีวภาพจนส่ง ผลกระทบต่อสุขภาพน้อยมาก ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิดอยู่ ในระดับน้อยมาก (1) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดน้อยมาก (1) ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)
ปัจจัยสิ่งแวดล้อมสุขภาพ - ด้านการยศาสตร์				
ลักษณะท่าทางใน การทำงานที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลให้ได้รับบาดเจ็บ	พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง	<ul style="list-style-type: none"> หากผู้ปฏิบัติงานมีท่าทางการทำงานที่ไม่เหมาะสม อาจส่งผลให้เกิดการบาดเจ็บจาก การทำงาน มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัย และความปลอดภัย และการควบคุม ป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ และ การอนุญาตเข้าทำงาน เป็นต้น จัดเตรียมอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับงานแต่ละประเภทอย่างเพียงพอ กำหนดให้ปฏิบัติตามลักษณะท่าทางในการทำงานที่ถูกต้อง ดังนั้น หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามมาตรการควบคุมและป้องกัน ข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้ อยู่ในระดับต่ำ (2) 	<ul style="list-style-type: none"> ผู้ปฏิบัติงานมีโอกาสที่จะได้รับบาดเจ็บ หากมีท่าทางการทำงานที่ไม่เหมาะสม เนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะส่งผลกระทบต่อ สุขภาพน้อยมาก หากมีการดำเนินงาน ตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัย และ ความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน อย่างเคร่งครัด ดังนั้น จึงพิจารณาโอกาสของการเกิดอยู่ ในระดับน้อยมาก (1) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิด ตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดน้อยมาก (1) ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)

ตารางที่ 4.2-8: การคาดการณ์ผลกระทบจากปัจจัยสิ่งแวดล้อมในแต่ละด้านและการรับสัมผัสของพนักงานผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง (ต่อ)

ประเด็นผลกระทบ	พื้นที่รับผลกระทบ/ แหล่งกำเนิด	การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมา จากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงาน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน	โอกาสของการเกิด	สรุประดับนัยสำคัญของ ผลกระทบเมื่อปฏิบัติตาม มาตรการ
ปัจจัยสิ่งแวดล้อม - ด้านจิตวิทยาสังคมและชีวิตความเป็นอยู่				
ผู้ปฏิบัติงานอาจมีปัญหาทางด้านจิตวิทยาและชีวิตความเป็นอยู่ เนื่องจากความเครียด ความกดดันในการทำงาน และปัญหาความสัมพันธ์กันทางสังคม	พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง	<ul style="list-style-type: none"> สาเหตุที่อาจส่งผลให้ผู้ปฏิบัติงานมีปัญหาทางด้านจิตวิทยาและชีวิตความเป็นอยู่ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> - บรรยากาศการทำงานตึงเครียด และการทำงานซ้ำซาก - ไม่สามารถปรับตัวกับระบบการทำงานเป็นกะ และการทำงานนอกเวลาปกติ - การขาดความเข้าใจ และความสัมพันธ์อันดีระหว่างผู้ร่วมงาน มาตรการควบคุมและป้องกันที่กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. กำหนดใช้ในปัจจุบัน ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> - จัดที่พักอาศัยของพนักงานให้อยู่อย่างสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน - จัดพื้นที่และอุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานที่ฐานปฏิบัติงานนอกชายฝั่งได้พักผ่อนและออกกำลังกาย - จัดสรรเวลาสำหรับสันทนาการที่เหมาะสมและเพียงพอให้แก่พนักงาน มีช่วงเวลาในผลัดเปลี่ยนหมุนเวียนการทำงาน วันละไม่เกิน 12 ชั่วโมง และปฏิบัติงานนอกชายฝั่งไม่เกิน 28 วันต่อเนื่อง รวมทั้งมีระยะเวลาการพักไม่น้อยกว่าครึ่งหนึ่งของระยะเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน - กำหนดให้หัวหน้างานคอยสอดส่องและดูแลผู้ปฏิบัติงานอย่างใกล้ชิด ดังนั้น หากโครงการฯ กำหนดให้ผู้ปฏิบัติงานปฏิบัติตามมาตรการควบคุมและป้องกันข้างต้นอย่างเคร่งครัด จะสามารถควบคุมระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มเสี่ยงที่จะได้รับผลกระทบ ได้แก่ พนักงานระดับปฏิบัติการทุกตำแหน่ง ซึ่งมีชั่วโมงการทำงานตามข้อกำหนด เนื่องจากมีความเสี่ยงที่จะส่งผลกระทบต่อสุขภาพน้อยมาก หากดำเนินการตามมาตรการที่กำหนดอย่างเคร่งครัด ดังนั้นพิจารณาโอกาสของการเกิดอยู่ในระดับน้อยมาก (1) 	<ul style="list-style-type: none"> ระดับความรุนแรงของผลที่เกิดตามมาให้อยู่ในระดับต่ำ (2) โอกาสการเกิดน้อยมาก (1) ระดับนัยสำคัญต่ำ (2)

4.2.3.4 การประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากอุบัติเหตุที่เกิดจากการทำงาน

อุบัติเหตุที่เกิดจากการทำงานสามารถเกิดขึ้นได้หลายรูปแบบแตกต่างกันไปตามลักษณะงานแต่ละประเภท และสภาพแวดล้อมในการทำงาน โดยมักมีแหล่งกำเนิดผลกระทบเดียวกับแหล่งที่อาจทำให้เกิดผลกระทบต่อการเจ็บป่วย หรือโรคจากการทำงาน ได้แก่ เครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในการดำเนินโครงการฯ และเรือต่างๆ ที่มีการใช้งานซึ่งอาจไม่ได้รับการบำรุงรักษาที่ดีและเหมาะสม พื้นที่จัดเก็บและเตรียมสารเคมีต่างๆ รวมถึงโคลนที่ใช้ในการเจาะ สารเคมีที่ใช้ในกระบวนการผลิต การจัดการของเสียที่ไม่เหมาะสม สภาพแวดล้อมในการทำงาน และลักษณะท่าทางการทำงานที่ไม่ปลอดภัย รวมถึงเกิดจากการปฏิบัติงานในลักษณะที่ไม่ปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน หรือขาดความรอบคอบในการปฏิบัติงาน ซึ่งผู้ปฏิบัติงานทุกคนที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ ที่มีส่วนเกี่ยวข้องกับแหล่งกำเนิดผลกระทบดังกล่าวมีโอกาสเสี่ยงที่จะเกิดอุบัติเหตุจากการทำงาน โดยอาจส่งผลให้ตัวผู้ปฏิบัติงานเองหรือผู้ปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องให้เกิดอุบัติเหตุ บาดเจ็บ หรือเสียชีวิต เช่น การไม่สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลหรือการยกของผิดวิธี เป็นต้น

อย่างไรก็ตาม ผลกระทบในลักษณะดังกล่าวสามารถควบคุมได้ด้วยมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบทางด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยที่มีการกำหนดใช้ในปัจจุบัน โดยโครงการฯ ได้กำหนดมาตรการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยที่เข้มงวด และมีการจัดการด้านนี้อย่างจริงจัง เพื่อป้องกันอุบัติเหตุที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการปฏิบัติงาน ทั้งในเรื่องของการวางแผน การวิเคราะห์ การตรวจสอบความปลอดภัย รวมถึงการควบคุมการปฏิบัติงานซึ่งรวมถึงการควบคุมการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมา ซึ่งคาดว่าจะมาตรการเหล่านี้จะช่วยลดระดับความน่าจะเป็นในการเกิดอุบัติเหตุจากการทำงานให้**มีโอกาสดังขึ้นน้อย (2)** และ**ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับปานกลาง (4)** ดังนั้น จึงพิจารณา**ระดับนัยสำคัญของผลกระทบว่าอยู่ในระดับปานกลาง (8)**

4.2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะ

4.2.4.1 แหล่งกำเนิดผลกระทบ

ในระหว่างการสูบลาย การจัดเก็บ และการใช้งานสารเคมี ซึ่งรวมถึงโคลนเจาะอาจเกิดกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเลได้หากไม่ได้รับการจัดการที่เหมาะสม ทั้งนี้ ในรายงานฉบับนี้ครอบคลุมถึงการเปลี่ยนแปลงชนิดของสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนที่ใช้ในการเจาะชนิด SBM จาก “Sarapar 147” เป็น “Saraline 185V” ซึ่งมีข้อมูลในรายการของ HOCNF ระบุเป็นกลุ่ม E ซึ่งเป็นกลุ่มมีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

4.2.4.2 แหล่งรับผลกระทบ

ในกรณีเกิดการรั่วไหลของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะลงสู่ทะเล อาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล ทั้งคุณภาพน้ำทะเล และสิ่งมีชีวิตในทะเล

4.2.4.3 การคาดการณ์ผลกระทบ

การคาดการณ์ผลกระทบ จะพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน และในท้ายที่สุดจะถูกกำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ รวมทั้งใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไปดังนี้

ก. ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา

พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมามาทั้งต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต ดังนี้

- **ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพ** เนื่องจากสารเคมีส่วนใหญ่ที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะชนิด WBM และ SBM ของโครงการฯ ได้รับการจัดระดับไว้ว่ามีโอกาสที่จะมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด (ระดับ E) โดย OCNS Group ของ Centre for Environment, Fisheries & Aquaculture Science (CEFAS) แห่งประเทศอังกฤษ ส่วน Saraline 185V ที่เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะชนิด SBM เป็นสารที่ไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม ตามระบบการจำแนกประเภท GHS⁽⁴⁾ นอกจากนี้ ยังสามารถย่อยสลายทางชีวภาพได้ง่าย (Readily Biodegradable) ตามเกณฑ์ของ OECD⁽⁵⁾ 306 และไม่สะสมในสิ่งมีชีวิต (Non-bioaccumulate) รวมทั้งถูกจัดให้อยู่ในกลุ่ม E (ความเป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมต่ำที่สุด) ตามเกณฑ์ของ OCNS⁽⁶⁾ ดังแสดงในเอกสารความปลอดภัยสารเคมีในภาคผนวกที่ 2.6-1 นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาผลการทดสอบความเป็นพิษเฉียบพลัน (Acute toxicity test) ของโคลนที่ใช้ในการเจาะหลุมผลิตที่ผ่านมาในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ทั้งชนิด WBM และ SBM ซึ่งเป็นชนิดเดียวกันที่วางแผนใช้ในการเจาะหลุมผลิตของโครงการหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ โดยเก็บตัวอย่างจาก

(4) GHS คือ การจำแนกประเภทและการติดฉลากสารเคมีที่เป็นระบบเดียวกันทั่วโลก (Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals)

(5) OECD 306 คือการทดสอบความสามารถในการละลายในน้ำทะเลของหรือองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา หรือ Organization for Economic Co-operation and Development (OECD)

(6) OCNS (Offshore Chemical Notification Scheme) ซึ่งจัดทำโดย Centre for Environment, Fisheries, and Aquaculture Science (CEFAS) แห่งสหราชอาณาจักร

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

บทที่ 4

โครงการผลิตปิโตรเลียมแห่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ธันวาคม 2566

การเจาะหลุมผลิตที่แทนหลุมผลิต AWP39 ในปี พ.ศ. 2565 และทดสอบกับลูกกุ้งกุลาดำ (*Penaeus monodon*) ที่มีอายุ 15 วัน หลังจากเข้าสู่ระยะ Post larva (P15) พบว่า ค่า LC₅₀₋₉₆ ชั่วโมง ต่อลูกกุ้งกุลาดำ ของโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่ามากกว่า 1,000,000 มิลลิกรัมต่อลิตร ดังนั้น จึงพิจารณาได้ว่าโคลนเจาะชนิด WBM และชนิด SBM มีค่าอยู่ในช่วงที่จัดว่าอยู่ในกลุ่มที่ไม่มีความเป็นพิษ (Non-toxic) เมื่อเปรียบเทียบกับเกณฑ์กำหนดประเภทความเป็นพิษของของเหลวหรือโคลนที่ใช้ในการเจาะ ดังแสดงในหัวข้อที่ 2.6.2.2.(3) ดังนั้น จึงพิจารณาความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพอยู่ในระดับต่ำ

- **ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์** เนื่องจากคาดว่าจะไม่มีผู้ได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงด้านสังคม ไม่ก่อให้เกิดความเสียหายต่อทรัพย์สินหรือสิ่งก่อสร้าง ไม่ส่งผลกระทบต่อการโยกย้ายที่อยู่ หรือถิ่นฐานของประชาชนในบริเวณพื้นที่ที่ได้รับผลกระทบ และไม่ส่งผลกระทบต่อการบริการของชุมชนและสิ่งสาธารณูปโภค เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ อยู่ห่างไกลจากชายฝั่งค่อนข้างมาก ดังนั้นจึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์อยู่ในระดับต่ำ
- **ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต** เนื่องจากคาดการณ์ว่าจะไม่มีผู้ได้รับบาดเจ็บ หรือไม่มีผลกระทบต่อสุขภาพ หรืออาจมีผู้ได้รับผลกระทบที่จะต้องได้รับการรักษาพยาบาลขั้นต้น รวมถึงจะไม่ส่งผลกระทบต่อสุขภาพของบุคคลอื่นในบริเวณใกล้เคียง เนื่องจากพื้นที่โครงการฯ อยู่ห่างไกลจากชายฝั่งค่อนข้างมาก ดังนั้นจึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตอยู่ในระดับต่ำ

จากประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นทั้ง 3 ด้านข้างต้น จึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาหากเกิดกรณีการรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ อยู่ในระดับต่ำ

ข. โอกาสของการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ

พิจารณาโอกาสเกิดขึ้นของการรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะว่ามีโอกาสเกิดขึ้นน้อย เนื่องจากเมื่อพิจารณาข้อมูลสถิติเหตุการณ์การรั่วไหลของน้ำมันในทะเลของกรมเจ้าท่า ในช่วงเวลา 25 ปี คือตั้งแต่ พ.ศ. 2540-2565 (กรมเจ้าท่า, 2565) พบว่า เคยมีการรั่วไหลของโคลนที่ใช้ในการเจาะ และสารสังเคราะห์ที่ใช้เป็นองค์ประกอบหลักของโคลนเจาะ ในระหว่างดำเนินกิจกรรมการเจาะหลุมปิโตรเลียมในอ่าวไทย 3 ครั้ง (หรือเฉลี่ยประมาณ 1 ครั้ง ในระยะเวลาการดำเนินงานประมาณ 8 ปี)

อย่างไรก็ตาม สารเคมีทุกชนิดที่จะใช้ในโครงการฯ จะพิจารณาปริมาณการจัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ ให้พอเหมาะสำหรับการใช้ในกิจกรรมต่างๆ ของโครงการฯ เพื่อลดปริมาณการจัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติการที่ตั้งอยู่ในทะเล และจะดำเนินการจัดการตามวิธีมาตรฐานเพื่อป้องกันการรั่วไหล

ค. การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบ

จากผลการคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งมีการปฏิบัติตามมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน พบว่า ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากเหตุการณ์การรั่วไหลของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ อยู่ในระดับต่ำ และเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย ตามลำดับ จึงคาดว่านัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะจึงจัดอยู่ในระดับปานกลาง

ดังนั้น เพื่อให้มั่นใจได้ว่าโครงการฯ จะสามารถควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับที่ได้ประเมินไว้ จึงกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ เพื่อใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการดำเนินโครงการฯ ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- จัดเตรียมพื้นที่กักเก็บสารเคมีที่มีการป้องกันการรั่วไหล และจัดเก็บสารเคมีในพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้ โดยเฉพาะในปริมาณที่เหมาะสมกับขนาดและลักษณะของพื้นที่จัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง
- จัดเตรียมแผนสำหรับตอบสนองกรณีการรั่วไหลของสารเคมี โดยครอบคลุมถึงการรั่วไหลของโคลนเจาะ และสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะ
- จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการรั่วไหลของสารเคมีไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมี เช่น วัสดุดูดซับสารเคมีที่รั่วไหล และภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อรอการส่งไปกำจัด

4.2.5 ผลกระทบจากกรณีอันตรายร้ายแรงจากอัคคีภัยและการระเบิด

ในหัวข้อนี้จะแสดงการประเมินอันตรายร้ายแรงที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ ทั้งในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต และระยะผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ โดยจะครอบคลุมถึงโครงสร้างที่โครงการฯ จะดำเนินการติดตั้งเพิ่มเติม ได้แก่ แท่นหลุมผลิต ที่จะติดตั้งใหม่และแท่นเจาะที่ต้องจัดจ้างหรือทำสัญญาเข้ามาเจาะหลุมปิโตรเลียมของโครงการ โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อนำผลการศึกษามาใช้ประกอบการวางแผนตั้งแต่ในขั้นตอนการออกแบบ และการติดตั้งโครงสร้างใหม่ให้มีความเหมาะสม รวมถึงใช้ประกอบการพิจารณาจัดจ้างแท่นเจาะให้มีความเหมาะสมมากยิ่งขึ้น

สำหรับการประเมินอันตรายร้ายแรงที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด ในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ ในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต และระยะผลิตปิโตรเลียม ที่แท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ที่จะติดตั้งเพิ่มเติมของโครงการฯ โครงการฯ ได้ทบทวนข้อมูลการประเมินอันตรายร้ายแรง ที่ได้นำเสนอไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการผลิตปิโตรเลียม แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G2/61 ของบริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท. สผ. อีดี, 2563) ซึ่งมีแผนที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลเพิ่มเติม โดยใช้มาตรฐานการออกแบบ และการก่อสร้างสิ่งติดตั้งของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ที่เป็นปัจจุบัน และจะใช้สำหรับการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ในช่วงหลังการเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ รวมทั้งปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่แปลงสำรวจ G2/61 และพื้นที่โครงการอาทิตย์ คือ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งมีคุณสมบัติใกล้เคียงกัน ทั้งนี้ เพื่อนำมาใช้สำหรับพิจารณาความเหมาะสมและเพียงพอของมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบจากกรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดของโครงการฯ ดังนี้

4.2.5.1 แหล่งกำเนิดผลกระทบหรือแหล่งอันตรายร้ายแรง

จากการทบทวนรายละเอียดของโครงการฯ เพื่อพิจารณากิจกรรมที่มีโอกาสที่จะทำให้เกิดอันตรายร้ายแรงมากที่สุด โดยพิจารณาจากคุณสมบัติของปิโตรเลียม ทั้งในสถานะก๊าซ (ก๊าซธรรมชาติ) และสถานะของเหลว (ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือคอนเดนเสท) ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นสารไวไฟ โดยอันตรายร้ายแรงที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากการดำเนินงานของโครงการฯ ได้แก่

- **การพุ่ง (Blowout)** ซึ่งหมายถึงเหตุการณ์การรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมากที่สามารถเกิดขึ้นในระหว่างกิจกรรมการเจาะหลุมผลิต ซึ่งเป็นการรั่วไหลออกมาของก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ก๊าซ น้ำ หรือของเหลวอื่นๆ จากหลุมโดยไม่สามารถควบคุมได้ เนื่องมาจากความบกพร่องของการควบคุมแรงดันภายในแหล่งกักเก็บ
- **การเกิดอัคคีภัยและการระเบิด** ที่มีโอกาสเกิดขึ้นจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นผลจากความผิดพลาดจากการทำงานของเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ การชำรุดเสียหายของอุปกรณ์ รวมถึงความผิดพลาดของผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการฯ แล้วทำให้เกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียม เนื่องมาจากคุณสมบัติของปิโตรเลียมเป็นสารที่ติดไฟหรือเกิดระเบิดได้ ซึ่งหากมีประกายไฟและสัดส่วนของออกซิเจนที่เหมาะสมจะนำไปสู่การเกิดเพลิงไหม้และการระเบิดได้

จากนั้นพิจารณาข้อมูลอุปกรณ์การผลิตสำคัญที่เกี่ยวข้องกับปิโตรเลียมจากเอกสารการออกแบบต่างๆ เช่น Piping and Instrument Diagram (PID) ผังบริเวณของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งใหม่ในแต่ละชั้น (Layout) จากแนวทางการจำแนกอันตรายร้ายแรงของธนาคารโลก (World Bank, *Technique for Assessing Industrial Hazard, 1988*) โดยหน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ ที่อาจนำไปสู่เหตุการณ์ร้ายแรงในแท่นหลุมผลิต มีรายละเอียดดังตารางที่ 4.2-9

ทั้งนี้ ในพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งที่มีอยู่แล้วในปัจจุบันของโครงการฯ ได้มีการติดตั้งระบบป้องกันการเกิดอันตรายร้ายแรงไว้แล้ว ตัวอย่างเช่น การป้องกันการรั่วไหลและตรวจสอบการรั่วไหลจากกระบวนการผลิต การกำหนดพื้นที่กระบวนการผลิตเป็นพื้นที่ควบคุม (Restricted area) เพื่อป้องกันไม่ให้มีแหล่งความร้อน/ประกายไฟในบริเวณดังกล่าว และจัดให้มีระบบดับเพลิง ระบบป้องกันเพลิงไหม้ รวมถึงระบบความปลอดภัยในการทำงาน เป็นต้น และลดให้โอกาสที่จะเกิดอันตรายร้ายแรงให้น้อยหรือแทบไม่มีเลย

ตารางที่ 4.2-9: องค์ประกอบที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard source) ของโครงการฯ

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ	สารที่รั่วไหล	สภาวะการกักเก็บ / สภาวะดำเนินการ			
		รูปแบบ	ปากหลุม/ ขนาดของอุปกรณ์	อุณหภูมิสูงสุด (องศาฟาเรนไฮต์)	ความดันสูงสุด (psi)
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระยะการเจาะหลุมผลิต					
1. หลุมผลิต (Production well)	ก๊าซธรรมชาติ	หลุมเจาะ	Ø14 ¾ นิ้ว	250	6,144.0
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	หลุมเจาะ	Ø14 ¾ นิ้ว	250	5,319.0
แท่นหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียม					
2. ถังแยกสถานะ (Separator)	ก๊าซธรรมชาติ	ถัง (Vessel)	Ø14 ม. × 2.8 ม.	275	1,116.8
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	ถัง (Vessel)	Ø14 ม. × 2.8 ม.	275	1,116.8
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Production manifold)	ก๊าซธรรมชาติ	ท่อ (Pipe)	Ø8 ม. × 10.7 ม.	275	1,116.8
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	ท่อ (Pipe)	Ø8 ม. × 10.7 ม.	275	1,116.8
4. ท่อส่งออก (Export line)	ก๊าซธรรมชาติ	ท่อ (Pipe)	Ø16 นิ้ว × 14 ก.ม.	275	1,116.8
	ก๊าซธรรมชาติเหลว	ท่อ (Pipe)	Ø16 นิ้ว × 14 ก.ม.	275	1,116.8

ที่มา: บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี ดีเวลอปเม้นท์ จำกัด (2562)

4.2.5.2 แหล่งรับผลกระทบ

หากเกิดอัคคีภัยและ/หรือการระเบิดจะส่งผลกระทบต่อผู้ปฏิบัติงานของโครงการฯ ทั้งนี้ เนื่องจากโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ มีระยะห่างจากชายฝั่งค่อนข้างมาก จึงไม่มีชุมชนอยู่ในบริเวณใกล้เคียง

4.2.5.3 การคาดการณ์ผลกระทบ

การคาดการณ์ผลกระทบจะพิจารณาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนของโครงการฯ ร่วมกับระบบปฏิบัติงานของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งมีมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดใช้ในปัจจุบัน ตั้งแต่ในขั้นตอนการออกแบบและก่อสร้างแท่นหลุมผลิต การออกแบบหลุมผลิต การจัดเตรียมและตรวจสอบระบบความปลอดภัย การจัดเตรียมและตรวจสอบอุปกรณ์ความปลอดภัย ระบบดับเพลิง ระบบป้องกันเพลิงไหม้และอุปกรณ์ช่วยชีวิตของโครงการฯ ที่สอดคล้องกับกฎหมาย และมาตรฐานของอุตสาหกรรม ซึ่งในท้ายที่สุดจะถูก

กำหนดเป็นมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบเพื่อใช้เป็นเงื่อนไขในการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป เพื่อให้ทราบถึงระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา (Consequence)

การพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา จะต้องพิจารณาข้อมูล 4 ขั้นตอน ได้แก่ 1) การกำหนดสมมติฐานและกรณีศึกษา 2) การศึกษาข้อมูลสภาพแวดล้อมปัจจุบัน 3) การประเมินผลกระทบด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ และ 4) การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา ซึ่งสรุปได้ดังนี้

1) การกำหนดสมมติฐานและกรณีศึกษา

สำหรับการดำเนินงานบริเวณแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ เมื่อพิจารณาสถานะของปิโตรเลียมที่อาจเกิดการรั่วไหลของโครงการฯ รวมทั้งสภาพแวดล้อมจากการทำงานของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง พบว่า รูปแบบของอันตรายร้ายแรงที่อาจเกิดขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 4.2-10

2) การศึกษาข้อมูลสภาพแวดล้อมปัจจุบัน ประกอบด้วย

- การศึกษาแผนที่ตั้งโครงการฯ และตำแหน่งอุปกรณ์จุดเสี่ยงที่สำคัญ รวมถึงสภาพพื้นที่ข้างเคียงโดยรอบเพื่อนำมาใช้ในการนำเสนอระดับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นในระดับต่างๆ
- การศึกษาข้อมูลสภาพอุตุนิยมวิทยาที่ใช้ในการประเมินอันตรายร้ายแรง ได้แก่ อุณหภูมิบรรยากาศ ความดันบรรยากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ และความเร็วลม โดยได้ใช้ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาในกรณีเลวร้ายที่สุด (Worst case) เป็นตัวแทนในการประเมิน ซึ่งอ้างอิงตามแนวทางการประเมินของ US EPA (1999) ประกอบด้วย
 - อุณหภูมิบรรยากาศเฉลี่ย 25.0 องศาเซลเซียส
 - ความชื้นสัมพัทธ์เฉลี่ย ร้อยละ 50
 - ความเร็วลมเฉลี่ยสูงสุด 1.5 เมตรต่อวินาที
 - Stability Class: D (Natural condition)

3) การประเมินผลกระทบด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ใช้สำหรับการประเมินอันตรายร้ายแรง คือ แบบจำลอง BREEZE Incident Analyst ที่พัฒนาต่อเนื่องมาจากแบบจำลอง BREEZE HAZ. ของบริษัท Trinity Consultants Inc. ประเทศสหรัฐอเมริกา ซึ่งสามารถสรุปอัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหล ที่คำนวณด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ได้ดังตารางที่ 4.2-11

ตารางที่ 4.2-10: กรณีสึกษาและโอกาสในการรั่วไหลในแต่ละรายการอุปกรณ์ของโครงการฯ

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source) ของโครงการฯ	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	ความถี่ในการ เกิดเหตุการณ์ (ครั้ง/ปี)	ผลกระทบที่พิจารณา
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระยะการเจาะหลุมผลิต				<ul style="list-style-type: none">▪ ผลกระทบจากรังสีความร้อนกรณีเกิดเพลิงไหม้▪ ระยะ Flash fire▪ ผลกระทบจากแรงอัดระเบิดกรณีเกิด Vapor Cloud Explosion (VCE)
1. หลุมผลิต (Production well) (Ø14 ¾ นิ้ว)	ก๊าซธรรมชาติ	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	3.00×10 ⁻⁴ ⁽¹⁾	
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	3.00×10 ⁻⁴ ⁽¹⁾	
แท่นหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียม				
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø14 ม. × 2.8 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Production manifold) (Ø8 ม. × 10.7 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
		รั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	9.60×10 ⁻⁵ ⁽³⁾	
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
		รั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	9.60×10 ⁻⁵ ⁽³⁾	
4. ท่อส่งออก (Export line) (Ø16 นิ้ว × 14 ก.ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
		รั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	1.20×10 ⁻⁴ ⁽³⁾	
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6.00×10 ⁻⁷ ⁽²⁾	
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	2.00×10 ⁻⁵ ⁽²⁾	
		รั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	1.20×10 ⁻⁴ ⁽³⁾	

ที่มา: (1) Blowout frequencies, Risk Assessment Data Directory, IOGP (2019)
(2) API Publication 581 (Risk-Based Inspection Technology), 2nd edition (2008)
(3) Process Release frequency ,Risk Assessment Data Directory, IOGP (2010)

ตารางที่ 4.2-11: รายละเอียดอัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหลของแต่ละหน่วยอันตราย

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารเคมีอันตราย	กรณีศึกษา	สถานะ ที่รั่วไหล	อัตราการ รั่วไหล (Kg/s)	ระยะเวลา รั่วไหล (วินาที)	ปริมาณ รั่วไหล (ตัน)	อัตราการระเหย จากบ่อของเหลว (Kg/s)	ลักษณะ การรั่วไหล ⁽¹⁾	เหตุการณ์อันตรายที่มีโอกาสเกิดขึ้น			
									Fireball	Jet Fire	Pool Fire	Flash Fire or VCE
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระยะการเจาะหลุมผลิต												
1. หลุมผลิต (Production well) (Ø14 ¾ นิ้ว)	ก๊าซธรรมชาติ	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ก๊าซ	4,889.84	600.00	3,234.34	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ของเหลว	6,322.15	600.00	3,794.29	5,735.35	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
								ต่อเนื่อง	-	✓	-	✓
แท่นหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียม												
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø14 ม. × 2.8 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ก๊าซ	144.55	0.54	0.08	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	4.01	19.55	0.08	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	-
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ของเหลว	473.68	0.57	0.27	33.23	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	182.43	1.48	0.27	2.38	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Production manifold) (Ø8 ม. × 10.7 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ก๊าซ	256.97	0.02	0.01	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	4.01	1.57	0.01	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	✓
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	0.06	116.66	0.01	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	✓
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ของเหลว	840.00	0.25	0.21	26.33	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	12.78	16.43	0.21	12.01	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	0.18	1,142.89	0.21	0.18	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓

ตารางที่ 4.2-11: รายละเอียดอัตราการรั่วไหลและรูปแบบการรั่วไหลของแต่ละหน่วยอันตราย (ต่อ)

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารเคมีอันตราย	กรณีศึกษา	สถานะ ที่รั่วไหล	อัตราการ รั่วไหล (Kg/s)	ระยะเวลา รั่วไหล (วินาที)	ปริมาณ รั่วไหล (ตัน)	อัตราการระเหย จากบ่อของเหลว (Kg/s)	ลักษณะ การรั่วไหล ⁽¹⁾	เหตุการณ์อันตรายที่มีโอกาสเกิดขึ้น			
									Fireball	Jet Fire	Pool Fire	Flash Fire or VCE
4. ท่อส่งออก (Export line) (Ø16 นิ้ว x 14 ก.ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ก๊าซ	1,027.91	32.18	33.08	-	ทันทีทันใด	✓	-	-	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	4.01	600.00	2.40	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	✓
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ก๊าซ	0.06	600.00	0.04	-	ต่อเนื่อง	-	✓	-	✓
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	ของเหลว	3,390.94	167.98	569.61	3,076.25	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	36.03	1,200.00	14.41	12.01	ทันทีทันใด	-	-	✓	✓
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	ของเหลว	0.18	3,600.00	0.65	0.18	ต่อเนื่อง	-	-	✓	✓

หมายเหตุ: (1) พิจารณาลักษณะการรั่วไหล อ้างอิงจาก API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) ดังนี้

รั่วไหลแบบทันทีทันใด (Instantaneous release) เกิดขึ้นกรณีที่อุปกรณ์เกิดการแตกหัก หรือรอยรั่วขนาดใหญ่ ทำให้ปริมาณการรั่วไหลของสารมากกว่า 4.5 ตัน (> 10,000 lbs.) ภายในเวลา 3 นาที

รั่วไหลแบบต่อเนื่อง (Continuous release) เกิดขึ้นกรณีที่อุปกรณ์เกิดรอยรั่วขนาดเล็ก หรืออัตราการรั่วไหลอย่างช้าๆ หรือปริมาณการรั่วไหลของสารน้อยกว่าหรือเท่ากับ 4.5 ตัน (≤10,000 lbs.) ภายในเวลา 3 นาที

- หมายถึง ไม่เกิดเหตุการณ์อันตราย

✓ หมายถึง มีโอกาสเกิดเหตุการณ์อันตราย

สำหรับการพิจารณาผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนจากเหตุการณ์เพลิงไหม้ และระดับแรงดันที่เกิดขึ้นจากการระเบิด สรุปได้ดังนี้

การประเมินผลกระทบจากเหตุการณ์เพลิงไหม้ จากการรั่วไหลของปิโตรเลียมแล้วเกิดติดไฟทั้งในลักษณะ Jet fire และ Pool fire รวมทั้งการติดไฟลูกไหม้แบบ Fireball ซึ่งจะส่งผลให้มีการแผ่รังสีความร้อนจากการเผาไหม้ โดยเกณฑ์การประเมินจะพิจารณาผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนที่เกิดขึ้น เพื่อหาพื้นที่ได้รับผลกระทบจากรังสีความร้อนในระดับ 4.0, 12.5, 25.0 และ 37.5 กิโลวัตต์ต่อตารางเมตร ตามลำดับ โดยมีรายละเอียดของผลกระทบต่ออุปกรณ์และคนดังสรุปในตารางที่ 4.2-12

ตารางที่ 4.2-12: ลักษณะผลกระทบจากการแผ่รังสีความร้อนในกรณีเหตุการณ์เพลิงไหม้

อัตราการแผ่รังสีความร้อน (กิโลวัตต์/ตารางเมตร)	ลักษณะผลกระทบ	
	ผลกระทบต่ออุปกรณ์	ผลกระทบต่อคน
37.5	อาจทำให้อุปกรณ์การผลิตเกิดความเสียหาย (Damage to process equipment)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 100% หากสัมผัส 10 วินาที มีโอกาสเสียชีวิต 1% (100% lethality in 1 min. 1% lethality in 10 s.)
25.0	ทำให้เกิดไฟไหม้โครงสร้างไม้โดยไม่มีเปลวไฟ (Minimum energy to ignite wood at indefinitely long exposure without a flame)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 100% หากสัมผัส 10 วินาที มีโอกาสบาดเจ็บสาหัส (100% lethality in 1 min. significant injury in 10 s.)
12.5	พลังงานขั้นต่ำที่ทำให้ไม้ติดไฟหรือพลาสติกหลอมเหลว (Minimum energy to ignite wood with a flame; melts plastic tubing)	หากสัมผัสเกิน 1 นาที มีโอกาสทำให้เสียชีวิต 1% หากสัมผัส 10 วินาที ทำให้เกิดแผลไฟไหม้ในระดับที่ 1 (1% lethality in 1 min. 1 st degree burns in 10 s.)
4.0	ไม่มีผลกระทบต่ออุปกรณ์	หากสัมผัสเกิน 20 วินาที อาจทำให้เกิดการแสบร้อนแต่ไม่ถึงกับทำให้เกิดแผลพุพอง (Causes pain if duration is longer than 20 s. but blistering is unlikely)

ที่มา: World Bank technical paper number 55, Techniques for Assessing Industrial Hazards: A Manual (1988)

การประเมินผลกระทบจากการระเบิด จากการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติแล้วไม่ติดไฟในทันที แต่เกิดการฟุ้งกระจายของก๊าซหรือไอของเหลวออกสู่บรรยากาศและเกิดการสะสมจนมีปริมาณความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) เมื่อสัมผัสกับแหล่งประกายไฟหรือเกิดการสันดาปตัวเองในภายหลัง ซึ่งจะมีโอกาสติดไฟแบบ Flash fire หรือเกิดการระเบิด (Vapor cloud explosion หรือ VCE) อย่างใดอย่างหนึ่งได้ โดยทำการประเมินระยะการแพร่กระจายของสารไวไฟที่ความเข้มข้นขั้นต่ำที่สามารถติดไฟได้ (LFL) และรัศมีที่ได้รับผลกระทบที่ระดับแรงดัน 1.0, 3.5, 8 และ 10 psi โดยมีรายละเอียดของผลกระทบต่ออุปกรณ์และคนดังสรุปในตารางที่ 4.2-13

ตารางที่ 4.2-13: ลักษณะผลกระทบจากแรงดันกรณีเกิดการระเบิด

ระดับแรงดัน (psi)	ลักษณะผลกระทบ	
	ผลกระทบต่ออุปกรณ์	ผลกระทบต่อคน
10.0	อาคารคอนกรีตเสริมเหล็กมีความเสียหายอย่างรุนแรงหรือพังยับเยิน ⁽¹⁾ (Reinforced concrete buildings are severely damaged or demolished)	คนส่วนใหญ่มีโอกาเสียชีวิต ⁽¹⁾ (Most people are killed)
8.0	สร้างความเสียหายกับอาคารได้ ⁽²⁾ (Destruction of buildings) / อาคารคอนกรีตขนาดใหญ่เกิดความเสียหายปานกลาง ⁽³⁾	มีโอกาสดังกล่าวเสียชีวิตเนื่องจากปอดอวัยวะภายในถูกทำลาย ⁽³⁾
3.5	บ้านเรือนเสียหายอย่างรุนแรง ⁽³⁾ / อาคารโครงเหล็กบิดเบี้ยวและถูกดึงออกไปจากรากฐาน ⁽⁴⁾ (Steel frame building distorted and pulled away from foundation)	ทำให้เกิดการบาดเจ็บรุนแรงได้ ⁽²⁾ (Serious injury likely)
1.0	ทำให้กระจกหรือแก้วแตกเป็นชิ้น (Shatters glass) ⁽²⁾	เกิดการบาดเจ็บจากเศษกระจกหรือแก้ว ⁽¹⁾

ที่มา : (1) Glasstone S, Dolan PJ, eds. The effects of nuclear weapons 3rd ed. U.S. Department of Defense and the Energy Research and Development Administration, 1977
(2) Breeze Incident Analyst User Guide Version 1.2 ,Trinity Consultants (2013)
(3) Planning Guidance for Response to a Nuclear Detonation, Federal Emergency Management Agency (FEMA) (2010)
(4) Lees, Frank P., Loss Prevention in the Process Industries Vol.1 London and Boston (1980)

ทั้งนี้ สามารถสรุปผลจากการประเมินผลกระทบจากระดับรังสีความร้อนจากกรณีการเกิดเพลิงไหม้ และระดับแรงอัดระเบิดจากกรณีการระเบิดด้วยแบบจำลองคณิตศาสตร์ จากทุกกรณีศึกษาได้ดังแสดงในตารางที่ 4.2-14 และตารางที่ 4.2-15 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2-14: ผลการคาดการณ์รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดเพลิงไหม้

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	อัตราการรั่วไหล (Kg/s)	ลักษณะการติดไฟ	รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ (เมตร) กรณีติดไฟแบบ Jet Fire หรือ Fire Ball				รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ (เมตร) กรณีติดไฟแบบ Pool Fire			
					37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²	37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระยะการเจาะหลุมผลิต												
1. หลุมผลิต (Production well) (Ø14 ¾ นิ้ว)	ก๊าซธรรมชาติ	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	4,889.84	Fireball	166.38	203.77	288.18	509.43	-	-	-	-
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	6,322.15	Jet Fire	104.19	149.79	244.39	466.79	-	-	-	-
					Pool Fire	-	-	-	-	218.62	250.01	310.25
แท่นหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียม												
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø14 ม. x 2.8 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	144.55	Fireball	51.14	62.63	88.58	156.59	-	-	-	-
		เกิดรั้ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	Jet Fire	7.59	8.79	16.21	32.07	-	-	-	-
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	473.68	Pool Fire	-	-	-	-	40.76	45.30	53.95	74.58
		เกิดรั้ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	182.43	Pool Fire	-	-	-	-	40.76	45.30	53.95	74.58
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Production manifold) (Ø8 ม. x 10.7 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	256.97	Fireball	62.01	75.95	107.41	189.88	-	-	-	-
		เกิดรั้ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	Jet Fire	7.59	8.79	16.21	32.07	-	-	-	-
		การรั้วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั้ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.06	Jet Fire	1.69	2.10	3.00	5.27	-	-	-	-
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	840.00	Pool Fire	-	-	-	-	37.99	42.13	50.05	69.14
		เกิดรั้ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	12.78	Pool Fire	-	-	-	-	20.60	22.45	26.00	34.62
		การรั้วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั้ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.18	Pool Fire	-	-	-	-	4.02	4.73	5.45	6.79

ตารางที่ 4.2-14: ผลการคาดการณ์รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดเพลิงไหม้ (ต่อ)

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	อัตราการรั่วไหล (Kg/s)	ลักษณะการติดไฟ	รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ (เมตร) กรณีติดไฟแบบ Jet Fire หรือ Fire Ball				รัศมีของรังสีความร้อนที่ระดับต่างๆ (เมตร) กรณีติดไฟแบบ Pool Fire			
					37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²	37.5 kW/m ²	25.0 kW/m ²	12.5 kW/m ²	4.0 kW/m ²
4. ท่อส่งออก (Export line) (Ø16 นิ้ว × 14 ก.ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	1,027.91	Fireball	98.67	120.84	170.90	302.12	-	-	-	-
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	Jet Fire	7.59	8.79	16.21	32.07	-	-	-	-
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.06	Jet Fire	1.69	2.10	3.00	5.27	-	-	-	-
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	3,390.94	Pool Fire	-	-	-	-	168.87	198.43	240.46	351.65
		เกิดรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	36.03	Pool Fire	-	-	-	-	31.12	35.66	40.49	55.21
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.18	Pool Fire	-	-	-	-	4.02	4.73	5.45	6.79

หมายเหตุ : - หมายถึง ไม่เกิดเหตุการณ์อันตรายในกรณีดังกล่าว

ตารางที่ 4.2-15: ผลการคาดการณ์รัศมีของแรงอัดระเบิดที่ระดับต่างๆ จากกรณีเกิดการระเบิด

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย (Hazard Source)	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	อัตราการรั่วไหล (Kg/s)	ระยะการแพร่กระจาย ที่ระดับ LFL (เมตร)	รัศมีของแรงอัดระเบิดที่ระดับต่างๆ (เมตร) กรณีเกิด Vapor Cloud Explosion			
					10.0 psi	8.0 psi	3.5 psi	1.0 psi
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระหว่างการเจาะหลุมผลิต								
1. หลุมผลิต (Production well) (Ø14 ¾ นิ้ว)	ก๊าซธรรมชาติ	กรณีการพลุ่ง	4,889.84	6,696.04	580.75	671.29	1,151.93	2,611.23
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	กรณีการพลุ่ง	6,322.15	1,571.07	595.68	688.56	1,181.56	2,678.40
แท่นหลุมผลิตในระหว่างผลิตปิโตรเลียม								
2. ถังแยกสถานะ (Separator) (Ø14 ม. x 2.8 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	144.55	N/A	16.92	19.55	33.56	76.08
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	N/A	16.92	19.55	33.56	76.08
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	473.68	N/A	24.68	28.53	48.96	111.00
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	182.43	N/A	24.68	28.53	48.96	111.00
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Production manifold) (Ø8 ม. x 10.7 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	256.97	N/A	8.46	9.78	16.78	38.04
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	N/A	8.46	9.78	16.78	38.04
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.06	N/A	8.46	9.78	16.78	38.04
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	840.00	N/A	22.70	26.24	45.03	102.08
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	12.78	N/A	22.70	26.24	45.03	102.08
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.18	N/A	22.70	26.24	45.03	102.08
4. ท่อส่งออก (Export line) (Ø16 นิ้ว x 14 ก.ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	1,027.91	993.06	126.06	145.71	250.04	566.81
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	4.01	N/A	52.57	60.77	104.28	236.40
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.06	N/A	34.53	39.91	68.49	155.27
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	3,390.94	N/A	316.62	365.98	628.02	1,423.63
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	36.03	N/A	134.05	154.95	265.89	602.74
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อม รูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	0.18	N/A	33.58	38.82	66.62	151.02

หมายเหตุ : N/A หมายถึง ไม่เกิดความเข้มข้นที่ระดับ LFL ในกรณีนี้

4.2.5.4 การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา

การคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจะพิจารณาแบ่งเป็น 3 ระดับ คือ ระดับต่ำ ระดับปานกลาง และระดับสูง โดยนำผลจากการศึกษาด้วยแบบจำลองมาใช้ในการพิจารณาความรุนแรงของผลกระทบทั้งประเด็นด้านทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต โดยใช้หลักเกณฑ์การพิจารณาตามระเบียบกรมโรงงานอุตสาหกรรม ว่าด้วยหลักเกณฑ์การชี้แจงอันตราย การประเมินความเสี่ยง และการจัดทำแผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543 ซึ่งจากข้อมูลข้างต้นพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพ ทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางชีวภาพ คุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต ดังนี้

4.2.5.4.(1) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพ

หากการเกิดระเบิดและอัคคีภัยจะไม่ส่งผลกระทบต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมโดยตรง เนื่องจากพื้นที่ดำเนินโครงการฯ อยู่ห่างไกลจากชายฝั่งค่อนข้างมาก และหากเกิดขึ้นก็จะอยู่ในวงจำกัดโดยรอบบริเวณที่เกิดเหตุเท่านั้น ประกอบกับโครงการฯ จะจัดเตรียมเครื่องมือและอุปกรณ์ควบคุมอัคคีภัยในพื้นที่ปฏิบัติงาน และคาดว่าจะสภาพแวดล้อมจะสามารถฟื้นฟูกลับสู่สภาพเดิมได้เมื่อเวลาผ่านไป ดังนั้นจึงพิจารณาความรุนแรงที่อาจเกิดขึ้นตามมาต่อทรัพยากรสิ่งแวดล้อมอยู่ในระดับต่ำ

4.2.5.4.(2) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์

พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ และคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตอยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดจะเกิดความเสียหายจำกัดในบริเวณใกล้เคียงพื้นที่โครงการฯ ซึ่งอยู่ในทะเลและไม่มีชุมชนอยู่ในบริเวณใกล้เคียง ดังนั้น หากเกิดเหตุการณ์ดังกล่าวขึ้นจะไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้ประโยชน์ของชุมชน คุณภาพชีวิต บริการชุมชนและระบบสาธารณสุขภาค การโยกย้ายที่อยู่หรือถิ่นฐานของประชาชน

4.2.5.4.(3) ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิต

พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตอยู่ในระดับสูงมาก เนื่องจากหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิด อาจทำให้มีผู้ได้รับบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยรุนแรง และอาจร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต โดยความรุนแรงของผลกระทบจะขึ้นอยู่กับความรุนแรงของเหตุการณ์ จำนวนพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงานนั้นในขณะเกิดเหตุ โดยเมื่อพิจารณาขอบเขตของพื้นที่ที่มีโอกาสได้รับผลกระทบจากรังสีความร้อน 37.5 kW/m^2 และ/ หรือ จากแรงอัดระเบิดที่ระดับ 10 psi ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อพนักงานมีโอกาสเสียชีวิต พบว่า ในกรณีที่เลวร้ายที่สุดจะมีครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติงานทั้งหมด ทั้งในกรณีที่เกิดเหตุบนแท่นหลุมผลิต และแท่นเจาะที่เข้ามาปฏิบัติงาน

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากแท่นเจาะที่โครงการฯ จะเลือกมาใช้ในการปฏิบัติงาน และแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมจะต้องมีโครงสร้างที่ได้รับการออกแบบมาโดยคำนึงถึงความปลอดภัยต่าง และมีระบบต่างๆ ที่สอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS ได้แก่

- ระบบการจัดการเพื่อลดโอกาสในการเกิดอัคคีภัย (Prevention of fire and explosion) เช่น การจำกัดปริมาณของวัสดุที่สามารถติดไฟ การมีระบบระบายอากาศ และมีระบบควบคุมการรั่วไหล
- การมีระบบตรวจจับและแจ้งเตือน (Fire detection and alarm) เช่น ตรวจจับควัน ตรวจจับความร้อน ตรวจจับก๊าซที่สามารถติดไฟ และตรวจจับเปลวไฟ เพื่อให้มั่นใจว่าจะสามารถตรวจจับเพลิงไหม้และก๊าซที่เป็นอันตรายได้ตั้งแต่ในระยะแรก ทั้งนี้ เพื่อให้สามารถแจ้งเตือนผู้ปฏิบัติงานที่อยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน
- อุปกรณ์ดับเพลิง (Firefighting) เพื่อใช้สำหรับดับเพลิงที่ต้นกำเนิดก่อนลุกลามและขยายวงกว้าง
- อุปกรณ์ความปลอดภัยสำหรับการอพยพ รวมทั้งจัดให้มีแผนตอบสนองกรณีเหตุการณ์ฉุกเฉิน การเกิดอัคคีภัยและการระเบิด เพื่อเตรียมความพร้อมให้บุคลากรสามารถตอบสนองต่อเหตุการณ์ที่อาจเกิดขึ้นได้อย่างทันท่วงทีและมีประสิทธิภาพ และลดความเสี่ยงที่จะเกิดการสูญเสีย ซึ่งรวมถึงระบบการช่วยชีวิตและการปฐมพยาบาลผู้ได้รับบาดเจ็บ

จากประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นทั้ง 3 ด้านข้างต้น จึงพิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดอยู่ในระดับสูงมาก

4.2.5.5 การพิจารณาระดับโอกาสของการเกิด (Likelihood)

โอกาสของการเกิดเป็นการพิจารณาความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์ต่างๆ ได้แก่ การเกิดเพลิงไหม้ การระเบิด และการพลุ่ง ซึ่งสามารถประเมินโดยใช้รายงานสถิติหรือหลักฐานที่แสดงถึงเหตุการณ์ดังกล่าวที่เคยเกิดขึ้นมาแล้วในอดีต โดยแบ่งระดับของโอกาสการเกิดได้ 4 ระดับ ดังแสดงในตารางที่ 4.2-16

ตารางที่ 4.2-16: เกณฑ์กำหนดสำหรับโอกาสของการเกิด

ระดับโอกาสในการเกิดเหตุการณ์	รายละเอียด
มีโอกาสน้อยในการเกิดสูง	มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยอย่างน้อย 1 ครั้ง ในทุก 10 ปี ⁽¹⁾ หรือ เคยมีเหตุการณ์เกิดขึ้นมากกว่า 1 ครั้ง ในช่วงเวลา 1 ปี ⁽²⁾
มีโอกาสน้อยในการเกิดปานกลาง	มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยระหว่าง 1 ครั้งใน 10 ปี ถึง 1 ครั้ง ใน 100 ปี ⁽¹⁾ หรือ เคยมีเหตุการณ์เกิดขึ้น 1 ครั้ง ในช่วงเวลา 1-5 ปี ⁽²⁾
มีโอกาสน้อยในการเกิดน้อย	ที่มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยระหว่าง 1 ครั้งใน 100 ปี ถึง 1 ครั้ง ใน 1,000 ปี ⁽¹⁾ หรือ เคยมีเหตุการณ์เกิดขึ้น 1 ครั้ง ในช่วงเวลา 5-10 ปี ⁽²⁾
มีโอกาสน้อยในการเกิดยาก	ที่มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้งใน 1,000 ปี (1 ครั้ง ในเวลา มากกว่า 1,000 ปีขึ้นไป) ⁽¹⁾ หรือ ไม่เคยเกิดขึ้นเลย ในช่วงเวลามากกว่า 10 ปี ขึ้นไป ⁽²⁾

ที่มา:

(1) Handbook of Chemical hazard analysis procedures (Federal Emergency Management Agency, 1989)

(2) ระเบียบกรมโรงงานอุตสาหกรรมว่าด้วยหลักเกณฑ์การชั่งอันตราย การประเมินความเสี่ยง และการจัดทำ แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณาข้อมูลสถิติจากเอกสารเผยแพร่ Risk Assessment Data Directory ของ International Association of Oil & Gas Producers (IOGP, 2019) และ Suggested Generic Equipment Failure Frequencies ที่ระบุไว้ใน API581: Risk-Based Inspection Base Resource Document, 2nd Edition (2008) สามารถสรุปข้อมูลได้ดังนี้

การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

เหตุการณ์เพลิงไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งคิดเป็นร้อยละ 16 ของเหตุการณ์การพลุ่ง (Per Holland, 1996) ดังแสดงความถี่ของโอกาสการเกิดเหตุการณ์พลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมผลิตสำหรับหลุมที่มีความดันปกติ (IOGP, 2019) ในตารางที่ 4.2-17 โดยมีความถี่ของโอกาสสูงสุดจากกรณีเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมผลิต 1 ครั้ง ในการดำเนินงาน 21,000 ปี หรือ 4.8×10^{-5} ครั้งต่อปี

ตารางที่ 4.2-17: ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากการพลุ่ง

ประเภทของเหตุการณ์	ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์	ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งในระหว่างการเจาะ
การพลุ่งในระหว่างการเจาะหลุมผลิต	3×10^{-4} ครั้งต่อหลุม ⁽¹⁾	4.8×10^{-5} ครั้งต่อปี (1 ครั้ง ในการดำเนินงาน 21,000 ปี) ⁽²⁾

ที่มา: (1) International Association of Oil & Gas Producers (2019)

(2) Per Holland (1996) ความถี่ของโอกาสที่จะเกิดไฟไหม้หรือการระเบิดจากเหตุการณ์การพลุ่งคิดเป็นร้อยละ 16 ของเหตุการณ์การพลุ่ง

นอกจากนี้ เพื่อลดโอกาสการเกิดของเหตุการณ์ดังกล่าว โครงการฯ ได้กำหนดให้สำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้นในบริเวณที่จะเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตามแผนที่กำหนดไว้ เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง และในระหว่างการเจาะหลุมผลิตจะควบคุมและตรวจสอบความดันภายในหลุมตลอดเวลา รวมทั้งติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout Preventer หรือ BOP) ที่บริเวณปากหลุมเพื่อป้องกันการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมาก ซึ่งรับแรงดันได้ประมาณ 10,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ในขณะที่ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมทั่วไปในอ่าวไทยมีแรงดันสูงสุดประมาณ 9,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (ปตท.สผ., 2562)

กรณีการรั่วไหล

กรณีการรั่วไหลที่เลวร้ายที่สุด (Worst case) โดยพิจารณาผลกระทบจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมในปริมาณมาก จากการรั่วไหลจากเกิดการแตกหักทั้งหมด (Total rupture) ซึ่งมีโอกาสในการเกิดขึ้น 6.0×10^{-7} ครั้งต่อปี หรือ 1 ครั้ง ใน 1,666,667 ปี (API, 2008) ส่วนกรณีการรั่วไหลที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด (Most likely case) โดยพิจารณาปริมาณการรั่วไหลออกจากอุปกรณ์การผลิต ท่อขนส่งในกรณีที่เกิดรั่วขนาด 1 นิ้ว ซึ่งเป็นขนาดรั่วที่มีโอกาสเกิดขึ้นมากที่สุด โดยมีโอกาสในการเกิดขึ้นสูงสุด 2.0×10^{-5} ครั้งต่อปี หรือ 1 ครั้ง ใน 50,000 ปี (API, 2008) และสำหรับกรณีการรั่วไหลของระบบท่อที่หน้าแปลนหรือรอยเชื่อม โอกาสในการเกิดขึ้นสูงสุด 1.2×10^{-4} ครั้งต่อปี หรือ 1 ครั้ง ใน 7,900 ปี (API, 2008)

อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาการดำเนินงานในทะเลที่ผ่านมาในอ่าวไทยของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. พบว่า ไม่เคยเกิดกรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมจนทำให้เกิดอัคคีภัยและการระเบิดในระหว่างการปฏิบัติงานทั้งบนแท่นเจาะ และแท่นหลุมผลิต นอกจากนี้ โครงการฯ จะต้องจัดเตรียมระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น รวมถึงการออกแบบองค์ประกอบของโครงสร้างต่างๆ ของโครงการฯ ด้านวิศวกรรม การจัดพื้นที่การดำเนินงาน และการจัดผู้ปฏิบัติงานในการดำเนินงาน จะเน้นการวิเคราะห์และศึกษามาตรการความปลอดภัยในกรณีฉุกเฉินตลอดกระบวนการ ดังนั้นจึงพิจารณาว่ากรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสในการเกิดขึ้นยากในทุกกรณี (น้อยกว่า 1×10^{-3} ครั้งต่อปี หรือน้อยกว่า 1 ครั้งในเวลา 1,000 ปี)

4.2.5.6 การสรุปนัยสำคัญของผลกระทบ

ขั้นตอนนี้จะนำระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา และโอกาสของการเกิดที่ได้จากการพิจารณาข้างต้นมาใช้ประเมินระดับนัยสำคัญของผลกระทบโดยใช้ตารางเมตริกซ์สำหรับการประเมินนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งผลการคาดการณ์ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาภายใต้กิจกรรมและแผนการดำเนินงานของโครงการฯ ซึ่งมีการปฏิบัติตามมาตรการควบคุมผลกระทบที่กำหนดไว้ในปัจจุบัน พบว่า ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาหากเกิดอัคคีภัยและการระเบิดอยู่ในระดับสูงมาก เนื่องจากหากเกิดเหตุการณ์ขึ้นมีโอกาสมันจะมีผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ได้รับผลกระทบร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต และเป็นเหตุการณ์ที่มีโอกาสเกิดขึ้นยาก เนื่องจากโอกาสที่จะเกิดเหตุการณ์ซึ่งเป็นสาเหตุให้เกิดอัคคีภัยและการระเบิดในระหว่างการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้ง ใน 1,000 ปี นอกจากนี้ ตลอดระยะเวลาการดำเนินงานประมาณ 35 ปี ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ในอ่าวไทย ไม่เคยเกิดเหตุการณ์ดังกล่าว

ทั้งนี้ เมื่อพิจารณานัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาด้วยตารางเมตริกซ์ สามารถสรุปการประเมินระดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดโดยจำแนกเป็นรายการดังแสดงในตารางที่ 4.2-18 พบว่า นัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นตามมาจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดทุกเหตุการณ์จัดอยู่ในระดับปานกลาง ซึ่งต้องทบทวนมาตรการควบคุมหรือติดตาม เพื่อป้องกันไม่ให้ความเสี่ยงเพิ่มขึ้น

ดังนั้น เพื่อให้มั่นใจได้ว่าโครงการฯ จะสามารถควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นให้อยู่ในระดับที่ได้ประเมินไว้ โครงการฯ จึงได้ทบทวนมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ พบว่า มีการกำหนดมาตรการฯ เพื่อใช้เป็นเงื่อนไขสำหรับการดำเนินโครงการฯ แล้ว ดังนี้

- ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับดิน เพื่อใช้ในการวางแผนการเจาะหลุมผลิต เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับดินเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสี่ยงของการพลุ่ง
- ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ
- ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้นที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันทั่วทั้งที่ และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ
- บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น
- ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ
- ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ
- จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเลอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ.
- จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ
- ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีหกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3
- ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด

- กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบต่อสุขภาพ จะต้องแจ้งประสานเริ่มต้นดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ได้แก่
 - การทำความสะอาดบริเวณชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ
 - การฟื้นฟูทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม
 - การดำเนินการตามแผนการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น
- นำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้ในการออกแบบโครงสร้างในทะเลเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตรายต่อพนักงาน สิ่งแวดล้อมและทรัพย์สิน ได้แก่ การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ การออกแบบโครงสร้าง การวางผังองค์ประกอบ การลดแหล่งกำเนิดของการทกรั่วไหล การจำแนกพื้นที่เพื่อควบคุมการติดไฟ การออกแบบระบบระบายอากาศ การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์
- จัดเตรียมระบบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ระบบตรวจสอบและลดความดัน ระบบเผือก๊าซ ระบบระบายน้ำและการป้องกันกรณีมีการรั่วไหล ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด ให้มีความเหมาะสมและเพียงพอ และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามคำแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด
- จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS
- จัดให้มีระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น
- จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุมเพลิงไหม้ในกรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามคำแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด
- ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งที่เกี่ยวข้องและไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิต ตามคำแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดอัคคีภัย
- ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้อง
- จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่างจากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน
- ห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยจัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่เหมาะสม
- ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจการใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด
- จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 4.2-18: สรุปการประเมินระดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิดโดยจำแนกเป็นรายการณี

หน่วยที่เป็นแหล่งอันตราย	สารที่รั่วไหล	กรณีศึกษา	ลักษณะการติดไฟและการระเบิด	ความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นของเหตุการณ์ (ครั้งต่อปี)	สรุปการพิจารณาโอกาสของการเกิด				ระดับความรุนแรงของผลกระทบในกรณีที่มิผู้ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุ	ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมา										สรุประดับความเสี่ยง หรือระดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากกรณีเกิดอัคคีภัยและการระเบิด ⁽⁴⁾
										กรณีเกิดอัคคีภัยและมีขอบเขตรัศมีของความร้อน 37.5 kW/m ² ⁽²⁾					กรณีเกิดการระเบิด และมีขอบเขตรัศมีของแรงอัดระเบิด 10 psi ⁽³⁾					
					มีโอกาสเกิดขึ้นยาก ⁽¹⁾	มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย	มีโอกาสเกิดขึ้นปานกลาง	มีโอกาสเกิดขึ้นสูง		ต่ำมาก	ต่ำ	ปานกลาง	สูง	สูงมาก	ต่ำมาก	ต่ำ	ปานกลาง	สูง	สูงมาก	
แท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตในระยะการเจาะหลุมผลิต																				
1. หลุมผลิต (Ø14 ¾ นิ้ว)	ก๊าซธรรมชาติ	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Fireball/VEC	4.8×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Jet Fire/VEC	4.8×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		การพุ่ง (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	4.8×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
แท่นหลุมผลิตในระยะผลิตปิโตรเลียม																				
2. ถังแยกสถานะ (Ø14 ม. × 2.8 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Fireball/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
3. ระบบท่อรวมสำหรับการผลิต (Ø8 ม. × 10.7 ม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Fireball/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อมรูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	9.60×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อมรูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Pool Fire/VEC	9.60×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
4. ท่อส่งออก (Ø16 นิ้ว × 14 กม.)	ก๊าซธรรมชาติ	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Fireball/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
		การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อมรูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)	Jet Fire/VEC	1.20×10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
	ก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท)	อุปกรณ์แตกหัก (กรณีเลวร้ายที่สุด)	Pool Fire/VEC	6.00×10 ⁻⁷	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง
เกิดรูรั่ว ขนาด 1 นิ้ว (กรณีที่มีความถี่ในการเกิดสูงสุด)		Pool Fire/VEC	2.00×10 ⁻⁵	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง	
การรั่วไหลที่หน้าแปลน/รอยเชื่อมรูรั่ว 0.12 นิ้ว หรือ 3 มม. (กรณีความถี่ในการเกิดสูงสุด)		Pool Fire/VEC	1.20×10 ⁻⁴	✓				ร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต					✓					✓	ปานกลาง	

หมายเหตุ: (1) เกณฑ์การพิจารณาระดับโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ คือ มิโอกาสเกิดขึ้นยาก หมายถึง เหตุการณ์ที่มีความถี่ของโอกาสในการเกิดขึ้นโดยเฉลี่ยน้อยกว่า 1 ครั้งใน 1,000 ปี (น้อยกว่า 1×10⁻³ ครั้งต่อปี) หรือ ไม่เคยเกิดขึ้นเลย ในช่วงเวลามากกว่า 10 ปี ขึ้นไป (อ้างอิงจาก Handbook of Chemical hazard analysis procedures (Federal Emergency Management Agency, 1989) และระเบียบกรมโรงงานอุตสาหกรรมว่าด้วยหลักเกณฑ์การชั่งอันตราย การประเมินความเสี่ยง และการจัดทำ แผนงานบริหารจัดการความเสี่ยง พ.ศ. 2543

(2) พิจารณาระดับความรุนแรงของผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากอยู่ในระดับสูงมากทุกกรณี เนื่องจากในกรณีที่มิผู้ปฏิบัติงานอยู่ในพื้นที่เกิดเหตุกรณีรั่วไหล แล้วเกิดการติดไฟหรือระเบิด จะส่งผลให้มีผู้ได้รับผลกระทบร้ายแรงถึงขั้นทุพพลภาพหรือเสียชีวิต

(3) สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบ โดยใช้ตารางเมตริกซ์สำหรับการประเมินผลกระทบที่อาจเกิดตามมาจากเหตุการณ์ไม่ปกติ

4.3 สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้น

จากการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นในประเด็นต่างๆ ที่พิจารณาไว้ในรายงานที่ได้รับความเห็นชอบแล้วในหัวข้อที่ 4.1 และการเปรียบเทียบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ของเปลี่ยนแปลงในหัวข้อที่ 4.2 สามารถสรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการฯ หลังจากปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขได้ดังนี้

- สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมทางกายภาพและชีวภาพที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 4.3-1
- สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 4.3-2
- สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ ดังแสดงในตารางที่ 4.3-3
- สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่ปกติ ดังแสดงในตารางที่ 4.3-4

ตารางที่ 4.3-1: สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น	ระดับความรุนแรงของผลกระทบ	ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ	ระดับนัยสำคัญของผลกระทบ
ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม				
คุณภาพน้ำทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการระบายสิ่งปฏิกูล น้ำเสีย น้ำปนเปื้อนจากเรือต่างๆ และน้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อขนส่งใต้ทะเลลงสู่ทะเล	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายของเรือต่างๆ	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล	ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล จากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลเนื่องจากการจัดการสิ่งปฏิกูล น้ำเสีย น้ำปนเปื้อนน้ำมัน น้ำจากการทดสอบรอยรั่วของท่อขนส่งใต้ทะเล รวมถึงของเสียไม่อันตราย และของเสียอันตรายที่เกิดจากกิจกรรมบนเรืออย่างไม่เหมาะสม	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
ระยะเจาะหลุมผลิต				
คุณภาพน้ำทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการระบายสิ่งปฏิกูล น้ำเสีย และน้ำปนเปื้อนจากเรือและแท่นเจาะ	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายของเรือต่างๆ และแท่นเจาะ	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินลงสู่ทะเล	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ
ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินลงสู่ทะเล	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ
สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล	ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในทะเลและนิเวศวิทยาทางทะเลจากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลเนื่องจากการจัดการสิ่งปฏิกูล น้ำเสีย น้ำปนเปื้อนน้ำมัน ของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายอย่างไม่เหมาะสม	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในทะเลเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินลงสู่ทะเล	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนสัตว์หน้าดินเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลจากการปล่อยเศษหินและโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินลงสู่ทะเล	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ

ตารางที่ 4.3-1: สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น	ความรุนแรงของผลกระทบ	ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ	ระดับนัยสำคัญของผลกระทบ
ระยะผลิตปิโตรเลียม				
คุณภาพน้ำทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการระบายน้ำเสีย และน้ำปนเปื้อนจากแท่นหลุมผลิตลงสู่ทะเล	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการจัดการของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายที่ไม่เหมาะสมที่แท่นหลุมผลิต	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล	ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในทะเลและระบบนิเวศทางทะเลจากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำทะเลเนื่องจากการจัดการน้ำเสีย น้ำปนเปื้อนน้ำมัน รวมถึงของเสียไม่อันตราย และของเสียอันตรายที่เกิดจากกิจกรรมบนแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ อย่างไม่เหมาะสม	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ

หมายเหตุ: ตัวอักษรหนา คือ ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ตารางที่ 4.3-2: สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าการใช้ประโยชน์ของมนุษย์ที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น	ความรุนแรงของผลกระทบ	ระดับความอ่อนไหวของแหล่งรับผลกระทบ	ระดับนัยสำคัญของผลกระทบ
การทำประมง	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการทำประมงจากการเตรียมพื้นที่ การขนส่งแท่นหลุมผลิต การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล การเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้า-ออกจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ และการกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ทุกตำแหน่ง	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ
การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเตรียมพื้นที่ การขนส่งแท่นหลุมผลิต การติดตั้งท่อขนส่งใต้ทะเล การเคลื่อนย้ายแท่นเจาะเข้า-ออกจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ และการกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ทุกตำแหน่ง	ปานกลาง	ต่ำ	ต่ำ.

หมายเหตุ: ตัวอักษรหนา คือ ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ตารางที่ 4.3-3: สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบด้านคุณค่าต่อคุณภาพชีวิตที่อาจเกิดขึ้นจากการดำเนินงานตามแผนงานปกติของโครงการฯ

ประเด็นผลกระทบ	สิ่งคุกคามสุขภาพ	ระดับความรุนแรงของผลกระทบที่เกิดขึ้น	โอกาสการเกิดผลกระทบ	ระดับความเสี่ยงของผลกระทบทางสุขภาพ
ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสุขภาพจากการเจ็บป่วย หรือโรคที่เกิดจากการทำงาน	เสียง: พื้นที่ปฏิบัติงานบริเวณแท่นเจาะ ซึ่งมีแหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญ ได้แก่ เครื่องจักรต่างๆ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ปั๊มจั่นเจาะ และเครื่องสูบลมช่วยเจาะ	สูง	ปานกลาง	สูง
	เสียง: พื้นที่ปฏิบัติงานบริเวณแท่นหลุมผลิต ซึ่งมีแหล่งกำเนิดเสียงที่สำคัญ ได้แก่ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องอัดอากาศ	สูง	น้อย	ปานกลาง
	แสงสว่าง: สภาพแวดล้อมการทำงานในช่วงเวลากลางคืน สำหรับบริเวณแท่นหลุมผลิต	สูง	น้อยมาก	ปานกลาง
	ความร้อน: ความร้อนจากแสงแดด หรือความร้อนจากเครื่องจักรเครื่องยนต์ในพื้นที่ปฏิบัติงานบริเวณแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต	สูง	น้อย	ปานกลาง

ตารางที่ 4.3-4: สรุประดับนัยสำคัญของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากเหตุการณ์ไม่ปกติ

ประเด็นผลกระทบ	ระดับความรุนแรงของผลกระทบ	โอกาส/ความถี่ของการเกิด	ระดับความเสี่ยงของอันตรายร้ายแรง
อันตรายร้ายแรงที่อาจเกิดขึ้นจากการพลุ่งจากหลุมผลิต	ระดับสูงมาก	มีโอกาสเกิดขึ้นยาก	ระดับปานกลาง
ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมจากการรั่วไหลจากของสารเคมีและโคลนที่ใช้ในการเจาะ	ระดับต่ำ	มีโอกาสเกิดขึ้นน้อย	ระดับปานกลาง

หมายเหตุ: ตัวอักษรหนา คือ ประเด็นผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

บทที่ 5

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ
และมาตรการติดตามตรวจสอบ
ผลกระทบสิ่งแวดล้อม



5 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และ มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

5.1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม (มาตรการฯ) ที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ กำหนดขึ้น เพื่อป้องกันและแก้ไขผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการอาศัย โดยพิจารณาครอบคลุมถึงกิจกรรมที่มีการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี และผนวกรวมมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาศัยระยะที่ 1 (เฉพาะระยะการผลิตปิโตรเลียม) และโครงการอาศัยระยะที่ 2 (สำหรับการดำเนินงานทุกระยะ) รวมทั้งพิจารณาจากประสิทธิภาพ ประสิทธิผล และความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ โดยทบทวนและปรับปรุงจากมาตรการฯ ของโครงการเจาะสำรวจและ/หรือผลิตปิโตรเลียมในทะเลอื่นๆ ที่ได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในช่วงที่ผ่านมา นอกจากนี้ ได้ทบทวนแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) เพื่อให้มาตรการฯ ของโครงการฯ เป็นมาตรฐานในระดับเดียวกันกับผู้ประกอบการในอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลรายอื่นๆ

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้กำหนดมาตรการฯ ให้มีความครอบคลุมการดำเนินกิจกรรมในทุกระยะของการดำเนินงาน เพื่อให้ทั้งผู้ปฏิบัติตามมาตรการฯ และผู้ตรวจประเมินสามารถปฏิบัติตามและตรวจสอบประเมินผลการปฏิบัติได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยมาตรการฯ ต่างๆ ของโครงการฯ มีดังต่อไปนี้

- มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการฯ ดังแสดงในหัวข้อที่ 5.1.1
- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในหัวข้อที่ 5.1.2
- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะการเจาะหลุมผลิต ดังแสดงในหัวข้อที่ 5.1.3
- มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานในระยะผลิตปิโตรเลียม ดังแสดงในหัวข้อที่ 5.1.4

5.1.1 มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ ที่มีการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ เป็นการผนวกรวมมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 พร้อมทั้งพิจารณาปรับปรุงให้สอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงในตารางที่ 5.1-1 โดยแสดงข้อมูลส่วนที่เป็นสาระสำคัญของการเปลี่ยนแปลงเป็น “ตัวอักษรสีน้ำเงิน” และสรุปเป็นมาตรการที่จะนำมาใช้สำหรับการดำเนินกิจกรรมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงในตารางที่ 5.1-2

ตารางที่ 5.1-1: การเปรียบเทียบมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการอาทิตยที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง

มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 1	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
<ul style="list-style-type: none"> นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ไปกำหนดเป็นเงื่อนไขในสัญญาว่าจ้างดำเนินการออกแบบ สัญญาก่อสร้าง สัญญาดำเนินการอย่างละเอียด เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ 	<ul style="list-style-type: none"> นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ไปกำหนดในเงื่อนไขสัญญาว่าจ้างดำเนินการออกแบบ สัญญาก่อสร้าง หรือสัญญาดำเนินการ อย่างละเอียด เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ 	<ol style="list-style-type: none"> นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ไปกำหนดในเงื่อนไขสัญญาว่าจ้างดำเนินการต่างๆ ของบริษัทผู้รับเหมา เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ
<ul style="list-style-type: none"> รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในระยะเวลาที่กำหนด 	<ul style="list-style-type: none"> จัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม และนำเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ในระยะเวลาที่กำหนด 	<ol style="list-style-type: none"> รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ในระยะเวลาที่กำหนด
ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีการประชาสัมพันธ์แจ้งข้อมูลโครงการฯ ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ ไม่น้อยกว่า 15 วัน ต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียตามที่ระบุในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมทางสังคมของโครงการฯ 	<ol style="list-style-type: none"> จัดให้มีแผนการประชาสัมพันธ์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ อย่างน้อย 1 เดือน โดยจัดส่งข้อมูลแผนการติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียตามที่ระบุในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีจุดรับเรื่องราวร้องทุกข์ความเดือดร้อนที่เกิดจากกิจกรรมการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม และกิจกรรมที่เกี่ยวข้อง และผู้รับสัมปทานจะต้องดำเนินการแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีช่องทางรับเรื่องราวร้องเรียนของประชาชนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดย ปตท.สผ. จะตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 	<ol style="list-style-type: none"> จัดให้มีช่องทางรับเรื่องราวร้องเรียนของประชาชนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดย ปตท.สผ. จะต้องติดต่อกลับและแจ้งรับเรื่องกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งดำเนินการตรวจสอบและแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ

ตารางที่ 5.1-1: การเปรียบเทียบมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
<ul style="list-style-type: none">หากได้รับการร้องเรียนกรณีความเดือดร้อนรำคาญจากการดำเนินงานของโครงการฯ หรือสาธารณะประโยชน์ได้รับความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้ตรวจสอบแล้ว พบว่า ผู้รับสัมปทานไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ ผู้รับสัมปทานจะต้องหยุดดำเนินการจนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้นก่อนที่จะดำเนินการต่อไป	<ul style="list-style-type: none">หากได้รับการร้องเรียนจากประชาชนว่าได้รับความเดือดร้อนรำคาญจากโครงการฯ หรือสาธารณะประโยชน์ได้รับความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้ตรวจสอบแล้ว พบว่า ปตท.สผ. ไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ ปตท.สผ.จะหยุดดำเนินการ จนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้น	5. หากได้รับการร้องเรียนจากประชาชนว่าได้รับความเดือดร้อนรำคาญจากโครงการฯ หรือสาธารณะประโยชน์ได้รับความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้ตรวจสอบแล้ว พบว่า ปตท.สผ. ไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ ปตท.สผ.จะหยุดดำเนินการ จนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้น
ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none">หากเกิดผลกระทบหรือความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติระบุว่าเกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ปตท.สผ.จะระงับเหตุและแก้ไขผลกระทบให้เสร็จสิ้นโดยเร็วที่สุด	6. หากเกิดผลกระทบหรือความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติระบุว่าเกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ปตท.สผ.จะระงับเหตุและแก้ไขผลกระทบให้เสร็จสิ้นโดยเร็วที่สุด
<ul style="list-style-type: none">ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ หรือโบราณคดีใต้น้ำ ผู้รับสัมปทานจะต้องหยุดดำเนินโครงการฯ ทันที และรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร เข้าดำเนินการตรวจสอบพื้นที่ ทั้งนี้ หากพิสูจน์แล้วพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ หรือโบราณคดี ผู้รับสัมปทานจะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ	<ul style="list-style-type: none">ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ หรือโบราณคดีใต้น้ำ ปตท.สผ.จะหยุดดำเนินโครงการฯ ทันที และรายงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร เข้าตรวจสอบพื้นที่ และหากพิสูจน์แล้วพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี ปตท.สผ.จะปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ	7. ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ โบราณคดีใต้น้ำ ปตท.สผ. จะต้องหยุดดำเนินโครงการฯ ทันที และรายงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากกรมศิลปากรเข้าดำเนินการตรวจสอบพื้นที่ ทั้งนี้ หากพิสูจน์แล้วพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี ปตท.สผ. จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

ตารางที่ 5.1-1: การเปรียบเทียบมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการอาทิตยที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 1	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตยระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
<p>■ ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบไว้แล้ว ให้ผู้รับสัมปทานแจ้งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาเพื่อดำเนินการ ดังนี้</p> <p>□ หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าหรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้วให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับจดแจ้งการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการปรับปรุงแก้ไขมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับจดแจ้งไว้ ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ</p>	<p>■ หาก ปตท.สผ.มีความประสงค์ที่จะเปลี่ยนแปลงลักษณะกิจกรรมโครงการฯ หรือเปลี่ยนแปลงเพิ่มเติมวิธีการดำเนินการ หรือมีการดำเนินการที่แตกต่างจากที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้พิจารณาเป็น 2 กรณี ดังนี้</p> <p>□ หากเห็นว่า การแก้ไขเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า หรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ให้หน่วยงานที่มีอำนาจอนุมัติหรืออนุญาต รับจดแจ้งการปรับปรุงแก้ไขเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการปรับปรุงแก้ไขมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับจดแจ้งไว้ ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อทราบ</p>	<p>8. ในกรณีที่ ปตท.สผ. มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้ให้ความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว ให้ ปตท.สผ. เสนอรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณา ดังนี้</p> <p>8.1 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า หรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับจดแจ้งการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการเปลี่ยนแปลงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับจดแจ้งไว้ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ</p>

ตารางที่ 5.1-1: การเปรียบเทียบมาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
<ul style="list-style-type: none">หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะต้องส่งรายงานการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในด้านนั้น ให้ความเห็นชอบก่อนการเปลี่ยนแปลง หรือปรับปรุงมาตรการดังกล่าว	<ul style="list-style-type: none">แต่หากหน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติหรืออนุญาตมีความเห็นว่าการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการฯ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ หน่วยงานที่อนุมัติหรืออนุญาต จะต้องจัดส่งรายงานการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการฯ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม สิ่งแวดล้อมทางสังคม และทางสุขภาพ หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สิ่งแวดล้อมทางสังคม และทางสุขภาพ ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในด้านนั้น ให้ความเห็นชอบประกอบก่อนการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงมาตรการดังกล่าว และเมื่อโครงการฯ หรือกิจการมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียด หรือปรับปรุงแก้ไข มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม สิ่งแวดล้อมทางสังคม และทางสุขภาพ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สิ่งแวดล้อมทางสังคม และทางสุขภาพ ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้ความเห็นประกอบแล้ว หน่วยงานที่มีอำนาจในการอนุมัติหรืออนุญาตแล้วแต่กรณี ให้แจ้งผลการแก้ไขเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทราบด้วย	8.2หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดส่งรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ คณะที่เกี่ยวข้องพิจารณาให้ความเห็นชอบประกอบก่อนการเปลี่ยนแปลงมาตรการดังกล่าว และเมื่อโครงการหรือกิจการมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้ความเห็นชอบประกอบแล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแจ้งผลการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทราบด้วย
<ul style="list-style-type: none">ในระยะสิ้นสุดการดำเนินการและรื้อถอนโครงสร้าง ให้ผู้รับสัมปทานเสนอแผนการจัดการโครงสร้างแทนผลิต แทนหลุมผลิตและแนวท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาเห็นชอบก่อนการดำเนินการ หรือการรื้อถอนโครงสร้างของโครงการฯ ตามที่กำหนดไว้ใน พระราชบัญญัติปิโตรเลียม ฉบับที่ 6 พ.ศ. 2550 มาตรา 80/1 และมาตรา 80/2 และแนวทางหรือกฎหมายที่เป็นที่ยอมรับในขณะนั้น	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้ หมายเหตุ: ระบุไว้รายละเอียดไว้แล้วในหัวข้อที่ 2.6.3.8 การดำเนินงานหลังสิ้นสุดระยะผลิตปิโตรเลียม และการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง

ตารางที่ 5.1-2: มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการอาทิตย์

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการ	
1.	นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ไปกำหนดในเงื่อนไขสัญญารับดำเนินการต่างๆ ของบริษัทผู้รับเหมา เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ
2.	รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชด.) ในระยะเวลาที่กำหนด
3.	จัดให้มีแผนการประชาสัมพันธ์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการฯ อย่างน้อย 1 เดือน โดยจัดส่งข้อมูลแผนการติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียตามที่ระบุในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
4.	จัดให้มีช่องทางรับเรื่องราวร้องเรียนของประชาชนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดย ปตท.สผ. จะต้องติดต่อกลับและแจ้งรับเรื่องกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งดำเนินการตรวจสอบและแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ
5.	หากได้รับการร้องเรียนจากประชาชนว่าได้รับความเดือดร้อนรำคาญจากโครงการฯ หรือสาธารณะประโยชน์ได้รับความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้ตรวจสอบแล้ว พบว่า ปตท.สผ. ไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่กำหนดไว้ ปตท.สผ. จะหยุดดำเนินการ จนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้น
6.	หากเกิดผลกระทบหรือความเสียหาย ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติระบุว่าเกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ปตท.สผ. จะระงับเหตุและแก้ไขผลกระทบให้เสร็จสิ้นโดยเร็วที่สุด
7.	ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ โบราณคดีได้นำ ปตท.สผ. จะต้องหยุดดำเนินโครงการฯ ทันที และรายงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากกรมศิลปากรเข้าดำเนินการตรวจสอบพื้นที่ ทั้งนี้ หากพิสูจน์แล้วพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีได้นำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี ปตท.สผ. จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด
8.	<p>ในกรณีที่ ปตท.สผ. มีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ได้ให้ความเห็นชอบในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมแล้ว ให้ ปตท.สผ. เสนอรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณา ดังนี้</p> <p>8.1 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่า หรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับจดแจ้งการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนั้นๆ ต่อไป พร้อมกับให้จัดทำสำเนาการเปลี่ยนแปลงมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่รับจดแจ้งไว้ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ</p>

ตารางที่ 5.1-2: มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานโครงการอาทิตย์ (ต่อ)

มาตรการทั่วไปในการดำเนินงานของโครงการฯ
<p>8.2 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจัดส่งรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ คณะที่เกี่ยวข้องพิจารณา ให้ความเห็นชอบประกอบก่อนการเปลี่ยนแปลงมาตรการดังกล่าว และเมื่อโครงการหรือกิจการมีการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามที่คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ให้ความเห็นชอบประกอบแล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแจ้งผลการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมทราบด้วย</p>

5.1.2 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

มาตรการฯ สำหรับการดำเนินงานในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม จะครอบคลุม การดำเนินงานตามแผนการติดตั้งแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเล ที่ขอเปลี่ยนแปลงและระบุไว้ใน **บทที่ 2** ของรายงานฉบับนี้ ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาส ในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งกำหนดขึ้นโดยนำมาตรการที่ได้รับ ความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 มาพิจารณาทบทวน เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของ โครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และ มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงใน **ตารางที่ 5.1-3** โดยแสดงข้อมูลส่วนที่เป็นสาระสำคัญของการเปลี่ยนแปลงเป็น **“ตัวอักษร สีน้ำเงิน”** และสรุปเป็นมาตรการที่จะนำมาใช้สำหรับการดำเนินงานในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม กิจกรรมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงใน **ตารางที่ 5.1-4**

ทั้งนี้ โครงการฯ ไม่ได้นำมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 มาพิจารณา ร่วมด้วย เนื่องจากไม่มีการกำหนดมาตรการเฉพาะสำหรับการดำเนินการในระหว่างการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิต ปิโตรเลียม และได้นำไปพิจารณาในระหว่างการผลิตปิโตรเลียมแล้วใน **หัวข้อที่ 5.1.3** นอกจากนี้ โครงการฯ ได้ดำเนินการ ติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่อยู่ในขอบเขตการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 แล้วทั้งหมด

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
1. คุณภาพอากาศ และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ	1.1 ผลกระทบจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจากเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในระหว่างการสำรวจสภาพพื้นทะเล จะก่อให้เกิดการปล่อยมลสารทางอากาศและมลสารในกลุ่มก๊าซเรือนกระจกสู่ชั้นบรรยากาศ	<ul style="list-style-type: none">■ จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้■ ให้การสนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่ช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่บรรยากาศ	<p>1.1.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้</p> <p>1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.</p>
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	2.1 ผลกระทบจากการปล่อยสิ่งปฏิกูลและ น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค (จากเรือต่างๆ) ลงทะเล อาจส่งผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเลโดยรอบจุดปล่อย	<ul style="list-style-type: none">■ เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย■ เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 โดยจะต้องบำบัดสิ่งปฏิกูลที่เกิดขึ้นด้วยระบบบำบัดที่ติดตั้งอยู่บนเรือก่อนระบายลงทะเลระหว่างการเดินเรือที่ระยะห่างจากฝั่งมากกว่า 12 ไมล์ทะเล■ กำหนดให้เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามมาตรการในการตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบบำบัดน้ำเสีย ดังนี้<ul style="list-style-type: none">□ กำหนดให้มีแผนบำรุงรักษาระบบบำบัดน้ำเสียและดำเนินการตามแผนที่กำหนดอย่างเคร่งครัด□ หมั่นตรวจสอบการทำงานของระบบบำบัดน้ำเสียทุกวัน เพื่อให้มั่นใจว่าระบบบำบัดยังสามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ□ หากพบว่าระบบบำบัดน้ำเสียขัดข้องหรือพบว่าคุณภาพน้ำมีค่าผิดปกติหรือไม่เป็นไปตามมาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้ง ต้องดำเนินการแก้ไขทันที	<p>2.1.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย</p> <p>2.1.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none">■ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด■ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำทะเลจากการระบายน้ำทิ้งที่อาจปนเปื้อนน้ำมันจากเรือต่างๆ และแท่นหลุมผลิต ได้แก่ น้ำได้ทิ้งเรือที่ปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องเรือ น้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าเรือ รวมถึงน้ำที่ระบายจากชั้นดาดฟ้าของแท่นหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none"> เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องติดตั้งอุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil Filtering Equipment) ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 เพื่อบำบัดน้ำได้ทิ้งเรือที่ปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องให้มีปริมาณน้ำมันเจือปนไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน ก่อนระบายทิ้งลงทะเล 	<p>2.2.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book)
		<ul style="list-style-type: none"> น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมัน สำหรับเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 	2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมัน สำหรับเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
		<ul style="list-style-type: none"> เรือที่มีขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ กรณีที่ไม่มีอุปกรณ์กรองน้ำมัน จะต้องรวบรวมน้ำได้ทิ้งเรือปนเปื้อนน้ำมันมากำจัดบนฝั่งตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 	<p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน
		<ul style="list-style-type: none"> จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 	2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.2 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน และบริเวณคาดฟ้าของเรือและแท่นหลุมผลิต เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิดฝนตก ■ หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง ■ ตรวจสอบภาชนะที่รวบรวมน้ำมันป้อนให้อยู่ในสภาพดี ไม่เกิดการรั่วซึม เพื่อป้องกันการรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีสู่ทะเล 	<p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน และบริเวณคาดฟ้าของเรือและแท่นหลุมผลิต เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิดฝนตก</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.2.7 ตรวจสอบภาชนะที่รวบรวมน้ำมันป้อนให้อยู่ในสภาพดี ไม่เกิดการรั่วซึม เพื่อป้องกันการรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีสู่ทะเล</p>
	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อ คุณภาพน้ำทะเลจากการระบาย น้ำที่ใช้ในการทดสอบท่อด้วย แรงดันน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> ■ น้ำทิ้งจากการทดสอบรอยรั่วท่อขนส่งใต้ทะเลด้วยแรงดันน้ำของโครงการฯ จะถูกส่งไปยังแท่นผลิตอาทิตย์เพื่อทำการอัดกลับลงสู่ชั้นใต้ดินทั้งหมด โดยจะไม่มีกระบวนการทิ้งลงสู่ทะเล 	<p>2.3.1 ใช้สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล (เช่น สารป้องกันการผุกร่อน สารลดออกซิเจน และสีย้อม) ที่สามารถย่อยสลายได้ทางชีวภาพ ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม หรือมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด</p> <p>2.3.2 ส่งน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ ไปตามระบบท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังแท่นผลิต เพื่อจัดการเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต</p> <p>2.3.3 หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น</p>
	2.4 การทดสอบเรือ การติดตั้ง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อ ขนส่งใต้ทะเล อาจส่งผลให้เกิด การฟุ้งกระจายของดินตะกอนพื้น ท้องทะเล ซึ่งจะทำให้ค่าของแข็ง แขวนลอย และความขุ่นของน้ำ ทะเลเพิ่มสูงขึ้นชั่วคราว	<ul style="list-style-type: none"> ■ ติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลในบริเวณที่กำหนดไว้ตามที่ได้ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกำกับแล้วเท่านั้น ■ ใช้วิธีการวางท่อนบนพื้นทะเลโดยไม่มีการฝังหรือการขุดร่องลงไปในพื้นที่ทะเล ■ ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทั้งสมอเรือใหม่ 	<p>2.4.1 ติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลในบริเวณที่กำหนดไว้ตามที่ได้ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกำกับแล้วเท่านั้น</p> <p>2.4.2 ใช้วิธีการวางท่อนบนพื้นทะเลโดยไม่มีการฝังหรือการขุดร่องลงไปในพื้นที่ทะเล</p> <p>2.4.3 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทั้งสมอเรือใหม่</p>

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อ คุณภาพน้ำทะเล เนื่องจากการ จัดการของเสียที่ไม่เหมาะสม โดยของเสียที่เกิดขึ้นจากกิจกรรม โครงการฯ จะถูกส่งกลับมากำจัด บนฝั่ง ยกเว้นเศษอาหาร	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามคู่มือการจัดการของเสียของ ปตท.สผ. และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) รวมทั้งข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการจัดการของเสียซึ่งบังคับใช้อยู่ ณ ขณะที่มีการดำเนินโครงการฯ และมีการตรวจสอบการทำงาน เพื่อให้มั่นใจว่ามีการดำเนินงานที่ได้มาตรฐาน จัดให้มีขั้นตอนและปฏิบัติตามขั้นตอนการจัดการของเสีย ซึ่งประกอบด้วย การคัดแยก และการจัดเก็บรวบรวมของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายไว้ในภาชนะบรรจุที่มีความทนทาน ปิดมิดชิด เหมาะสมสำหรับการขนส่ง/ขนถ่าย และเก็บไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม การขนส่งของเสียโดยทางเรือจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ มายังฐานสนับสนุนบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามคู่มือการจัดการของเสียของ ปตท.สผ. และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) รวมทั้งข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการจัดการของเสียซึ่งบังคับใช้อยู่ ณ ขณะที่มีการดำเนินโครงการฯ ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปบำบัดหรือกำจัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 	<p>2.5.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภทและวิธีการจัดการ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.5.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ห้ามทิ้งของเสียทุกประเภทลงสู่ทะเล ยกเว้นเศษอาหารซึ่งต้องบดให้มีขนาดไม่เกิน 25 มิลลิเมตร ก่อนทิ้งลงทะเล ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 	2.5.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78
		<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น 	2.5.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่อ่าวทะเล (ต่อ)	2.5 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> จัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสีย ทั้งของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตราย เพื่อใช้ในการระหว่างขนส่งของเสียจากเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ มายังท่าเรือบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และต่อไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด โดยระบุชนิดและปริมาณของเสียที่ขนส่งในแต่ละรอบ เพื่อให้มั่นใจว่าของเสียทั้งหมดจากต้นทางได้รับการขนส่งมายังปลายทางครบถ้วนตามจำนวนที่จัดส่ง 	<p>2.5.5 จัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.5.6 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>
		<ul style="list-style-type: none"> จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา 	2.5.7 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศ ทางทะเล	3.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการตรวจสอบสภาพพื้นที่อ่าวทะเลด้วยอุปกรณ์ Side Scan Sonar การเล่นเกมเรือ การวางท่อ และการติดตั้งแท่นหลุมผลิต อาจทำให้ระดับเสียงใต้น้ำเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อพฤติกรรมของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล เช่น การรบกวนการสื่อสารของวาฬและโลมา เป็นต้น	<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่จัดเตรียมไว้ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ จำกัดขนาดพื้นที่สำรวจสภาพพื้นที่อ่าวทะเล ให้อยู่ในพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และ 500 เมตร ตามแนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่จะติดตั้งเท่านั้น 	<p>3.1.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่จัดเตรียมไว้ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ</p> <p>3.1.2 จำกัดขนาดพื้นที่สำรวจสภาพพื้นที่อ่าวทะเล ให้อยู่ในพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และ 500 เมตรตามแนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่จะติดตั้งเท่านั้น</p>

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
3. สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล (ต่อ)	3.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ การสำรวจสภาพพื้นทะเลของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ และมีนโยบายในการดำเนินงานตามหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice) และเป็นสากล ซึ่งรวมถึงมีการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นต่อสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> □ ใช้เรือแล่นสำรวจในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และโดยรอบ เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่สำรวจก่อนสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar □ ในขณะเริ่มสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ให้ทำ Soft start โดยเริ่มเปิด-ปิดอุปกรณ์ส่งคลื่นด้วยความถี่ต่างๆ ก่อนเป็นระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 20 นาที เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่ดำเนินการ □ หากพบว่ามีสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมอยู่ในรัศมี 1 กิโลเมตร จากตำแหน่งเรือสำรวจ หรือตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ให้ชะลอการดำเนินการออกไปจนกว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมจะเคลื่อนย้ายออกนอกระยะรัศมี 1 กิโลเมตร ■ หากพบสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเลระหว่างการดำเนินงาน ให้บันทึกจำนวนและชนิดของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ เพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงในอนาคต 	<p>3.1.3 การสำรวจสภาพพื้นทะเลของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ และมีนโยบายในการดำเนินงานตามหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice) และเป็นสากล ซึ่งรวมถึงมีการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นต่อสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ใช้เรือแล่นสำรวจในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และโดยรอบ เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่สำรวจก่อนสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ■ ในขณะเริ่มสำรวจสภาพพื้นท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ให้ทำ Soft start โดยเริ่มเปิด-ปิดอุปกรณ์ส่งคลื่นด้วยความถี่ต่างๆ ก่อนเป็นระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 20 นาที เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่ดำเนินการ ■ หากพบว่ามีสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมอยู่ในรัศมี 1 กิโลเมตร จากตำแหน่งเรือสำรวจ หรือตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ให้ชะลอการดำเนินการออกไปจนกว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมจะเคลื่อนย้ายออกนอกระยะรัศมี 1 กิโลเมตร <p>3.1.4 หากพบสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเลระหว่างการดำเนินงาน ให้บันทึกจำนวนและชนิดของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ เพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงในอนาคต</p>
	3.2 ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเลจากการทอดสมอ การติดตั้งโครงสร้าง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งอาจก่อให้เกิดการฟุ้งกระจายของดินตะกอนพื้นท้องทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ■ ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล 	<p>3.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล</p> <p>3.2.2 ออกแบบและติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลตามมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง</p> <p>3.2.3 วางท่อขนส่งใต้ทะเลลงบนพื้นท้องทะเลโดยไม่มี การฝังกลบหรือการขุดร่อง</p>

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
3. สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล (ต่อ)	3.3 ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเล ที่เกิดขึ้นจากการระบายสิ่งปฏิกูล น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค น้ำทิ้งที่อาจปนเปื้อนน้ำมัน และน้ำทิ้งจากการทดสอบท่อ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล 	3.3.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง ซึ่งในระยะเตรียมการและติดตั้งโครงสร้าง อาจต้องทำการเคลื่อนย้ายหรือเก็บกู้เครื่องมือประมงประจำที่ประเภทซึ่งนอกจากนี้ การติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ จำเป็นต้องกำหนดพื้นที่เขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร โดยรอบแท่นหลุมผลิต (ครอบคลุมพื้นที่ 0.8 ตารางกิโลเมตร ต่อแท่นหลุมผลิตจำนวน 1 แท่น) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการจำกัดพื้นที่ทำการประมงในบริเวณดังกล่าว	<ul style="list-style-type: none"> แจ้งข้อมูลไปยังสมาคมประมงที่เกี่ยวข้อง ให้ทราบถึงรายละเอียดการดำเนินงานของโครงการฯ ไม่น้อยกว่า 15 วัน ก่อนเริ่มติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ โดยสมาคมประมงที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย 	<p>4.1.1 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานไปยังหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และกรมเจ้าท่า</p> <p>4.1.2 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานให้กับสมาคมประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย</p>
		<ul style="list-style-type: none"> สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ และบริเวณโดยรอบก่อนติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้ง หรือเครื่องมือประมงใดๆ อยู่ในพื้นที่ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ 	4.1.3 สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ และบริเวณโดยรอบก่อนติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้ง หรือเครื่องมือประมงใดๆ อยู่ในพื้นที่ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ
		<ul style="list-style-type: none"> ในกรณีที่ต้องมีการเคลื่อนย้าย หรือทำให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องมือประมง ในระหว่างการติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ต้องจัดบันทึกตำแหน่ง จำนวน และถ่ายรูปเครื่องมือประมงดังกล่าว เพื่อจ่ายค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีหน่วยราชการที่เกี่ยวข้องร่วมพิจารณาและเป็นพยาน 	4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
4. การประมง (ต่อ)	4.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยให้ตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไข เหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 	4.1.5 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยให้ตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไข เหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม
		<ul style="list-style-type: none"> ■ สนับสนุนกิจกรรมเพื่อสังคมต่างๆ ที่เกี่ยวกับการส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อชุมชนในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะกลุ่มประมง เช่น การปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ การปลูกป่าชายเลน การส่งเสริมสุขภาพ การพัฒนาอาชีพ การให้ความรู้ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบอาชีพ เป็นต้น 	4.1.6 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ และทางบก	5.1 การดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ การลากจูงและการติดตั้งแท่นหลุมผลิตซึ่งกำหนดให้มีเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร โดยรอบแท่นหลุมผลิต อาจกีดขวางการเดินเรือพาณิชย์ และเรือประมงพาณิชย์ ทำให้ต้องแล่นเรือเลี่ยงพื้นที่ดำเนินงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิต และในระยะ 500 เมตร จากตำแหน่งติดตั้งแนวท่อขนส่งได้ทะเล 	5.1.1 จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ
		<ul style="list-style-type: none"> ■ ติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารบนแท่นหลุมผลิต และเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อใช้ในการสื่อสารและแจ้งเตือนเรืออื่นๆ ที่อาจเข้ามาใกล้บริเวณพื้นที่ดำเนินการของโครงการฯ เพื่อหลีกเลี่ยงการเกิดอุบัติเหตุ ■ ติดตั้งสัญญาณไฟเพื่อแสดงตำแหน่งแท่นหลุมผลิตให้เห็นชัดเจนในเวลากลางคืน 	<p>5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ และให้มีการแจ้งเตือน เมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ■ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ได้ชัดเจน

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ และทางบก (ต่อ)	5.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ ประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแจ้งตำแหน่งโครงสร้างของโครงการฯ ต่อกรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ เพื่อเพิ่มเติมองค์ประกอบของโครงการฯ ในแผนที่เดินเรือพร้อมทั้งออกประกาศชาวเรือ เพื่อแจ้งให้ชาวเรือทราบแผนการดำเนินงานและพื้นที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ■ ประชาสัมพันธ์ตำแหน่งโครงสร้างของโครงการฯ พร้อมทั้งมาตรการฯ ของโครงการฯ ไปยังสมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี สมาคมการประมงแห่งประเทศไทย และสมาคมเจ้าของเรือไทย รวมถึงหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ท้าเรือภาคที่ 2 พลังงานจังหวัดสงขลาและปัตตานี และประมงจังหวัดปัตตานี ■ ก่อนนำเรือเข้า-ออกท่าเรือที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง จะต้องแจ้งต่อเจ้าหน้าที่นำร่องล่วงหน้าทุกครั้ง และต้องปฏิบัติตามกฎของเจ้าหน้าที่นำร่องอย่างเคร่งครัด 	<p>5.1.3 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้อนุญาตไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (หัวข้อ 4.1)</p> <p>5.1.4 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา จะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนดหลักเกณฑ์ การควบคุม และการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด</p>
	5.2 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ระหว่างการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ■ พนักงานขับรถบรรทุกขนส่งทุกคน จะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และต้องปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ■ จำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ของบริษัทผู้รับเหมาซึ่งเป็นคู่สัญญา ให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด ■ วัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุก จะถูกปิดคลุมด้วยผ้าใบที่มีมิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น 	<p>5.2.1 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ จำกัดความเร็วการขับรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ■ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มีมิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ■ ผู้ขับรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ■ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษาบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
6. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	6.1 กิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ อาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ของ กสท. ที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้ โดยระบบเคเบิลใต้น้ำ CSN เป็นระบบที่ให้บริการสื่อสารกับ ปตท.สผ. ที่แท่นของโครงการอาทิตย์ โครงการบงกชเหนือ และโครงการบงกชใต้	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงานต่อบริษัท กสท โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ 	6.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงานต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ
		<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมทั้งจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใญ่แกว้ดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ 	6.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมทั้งจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใญ่แกว้ดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ
7. โบราณคดีใต้น้ำ	7.1 บริเวณพื้นที่โครงการฯ อาจมีแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี ซึ่งการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ อาจส่งผลกระทบต่อแหล่งโบราณคดีใต้น้ำดังกล่าว	<ul style="list-style-type: none"> หากพบวัตถุหรือพื้นที่ที่อาจเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำ ในระหว่างทำการสำรวจพื้นที่โครงการฯ ด้วยเครื่องสำรวจแบบ Side Scan Sonar โครงการฯ จะต้องรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร เข้าตรวจสอบพื้นที่ต่อไป ซึ่งกรณีผลการตรวจสอบพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ 	7.1.1 หากพบวัตถุหรือพื้นที่ที่อาจเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำ ในระหว่างทำการสำรวจพื้นที่โครงการฯ ด้วยเครื่องสำรวจแบบ Side Scan Sonar โครงการฯ จะต้องรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร เข้าตรวจสอบพื้นที่ต่อไป ซึ่งกรณีผลการตรวจสอบพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน ซึ่งโรคที่เกิดจากการทำงาน อาจเกิดจากสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ไม่เหมาะสม และลักษณะท่าทางการทำงานที่ไม่ถูกต้อง เป็นต้น ส่วนอุบัติเหตุจากการทำงานอาจเกิดจากสภาพแวดล้อมที่ไม่ปลอดภัยในการทำงาน รวมทั้งการกระทำที่ไม่ปลอดภัยของพนักงาน ซึ่งอาจส่งผลให้ตัวพนักงานหรือผู้ปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องได้รับบาดเจ็บ หรือเสียชีวิตจากอุบัติเหตุที่เกิดขึ้น	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน 	8.1.1 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน
		<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปี ซึ่งครอบคลุมการตรวจวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในทะเล 	8.1.2 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง
		<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 	8.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม
		<ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ 	8.1.4 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ
		<ul style="list-style-type: none"> จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ 	8.1.5 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ
		<ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา 	8.1.6 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา
		<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยปฏิบัติตามแผนบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ 	8.1.7 ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยปฏิบัติตามแผนบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนพนักงาน ▪ จัดพื้นที่สันทนาการที่เหมาะสม เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานที่ฐานปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมีที่พักผ่อนและออกกำลังกาย ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น จัดให้บริเวณพื้นที่ทำงาน มีแสงสว่างเพียงพอและมีการระบายอากาศที่ดี เป็นต้น ▪ จัดให้มีที่ล้างตาในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะที่ปิดมิดชิด ในสถานที่เฉพาะซึ่งมีอากาศถ่ายเทดี ▪ ติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ มีป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ป้องกันเสียงในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานที่ใกล้กับแหล่งกำเนิดเสียงที่มีเสียงดัง 	<p>8.1.8 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้ปฏิบัติตามลักษณะท่าทางในการทำงานที่ถูกต้อง จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับการปฏิบัติงานแต่ละประเภทอย่างเพียงพอ รวมทั้งติดตั้งป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ความปลอดภัย ส่วนบุคคล กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้องและเหมาะสมกับประเภทของงาน กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงตลอดเวลาที่ปฏิบัติงานในบริเวณที่มีเสียงดัง จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาลเบื้องต้นไว้บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ และระบบใบอนุญาตในการทำงาน (Permit to Work) เป็นต้น จัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) ทุกชนิดที่ใช้ งาน โดยจัดเก็บไว้ทั้งบริเวณที่เก็บสารเคมี และบริเวณที่มีการใช้งานสารเคมี 	<p>8.1.9 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัย และความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของ ฐานสนับสนุนบนฝั่งของโครงการฯ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บและกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินหรือมีการเจ็บป่วยหรือบาดเจ็บรุนแรง และจำเป็นต้องเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ (International SOS) ดำเนินการส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่ใกล้ที่สุดและมีความพร้อมทั้งด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ 	<p>9.1.1 กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินหรือมีการเจ็บป่วยหรือบาดเจ็บรุนแรง และจำเป็นต้องเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ ดำเนินการส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่ใกล้ที่สุดและมีความพร้อมทั้งด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ</p>

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นในบริเวณรอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงเส้นทางการขนส่งวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีมายังบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และการขนส่งของเสียจากฐานสนับสนุนบนฝั่งเพื่อนำไปกำจัด	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดทำแผนการจัดการของเสียและเสนอให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณา ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน ■ จัดให้มีขั้นตอนและปฏิบัติตามขั้นตอนการจัดการของเสีย ซึ่งประกอบด้วย การคัดแยกและการจัดเก็บรวบรวมของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายไว้ในภาชนะบรรจุที่มีความทนทาน ปิดมิดชิด เหมาะสมสำหรับการขนส่ง/ขนถ่าย และเก็บไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม ■ ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปบำบัดหรือกำจัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ■ จัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งของเสีย ทั้งของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตราย เพื่อใช้ในการขนส่งของเสียจากเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ มายังท่าเรือบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และต่อไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด โดยระบุชนิดและปริมาณของเสียที่ขนส่งในแต่ละรอบ เพื่อให้มั่นใจว่าของเสียทั้งหมดจากต้นทางได้รับการขนส่งมายังปลายทางครบถ้วนตามจำนวนที่จัดส่ง ■ การขนส่งของเสียอันตรายจากฐานสนับสนุนบนฝั่งไปยังพื้นที่กำจัด กำหนดให้ผู้รับเหมาตามสัญญาว่าจ้างให้จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมจัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งตามแบบฟอร์มที่กำหนดในประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องระบบเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 และจัดส่งบันทึกการขนส่งของเสียให้ ปตท.สผ. เพื่อใช้เป็นหลักฐานสำหรับการตรวจสอบให้มั่นใจว่าของเสียได้รับการขนส่งไปกำจัดโดยครบถ้วน และได้รับการจัดการอย่างเหมาะสม และสอดคล้องกับข้อกำหนดหรือกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล ข้อ 2.5

ตารางที่ 5.1-3: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้วและมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.2 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตราย เพื่อให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น พนักงานผู้ขับขี่รถบรรทุกขนส่งทุกคน จะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และต้องปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด จำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ของบริษัทผู้รับเหมาซึ่งเป็นคู่สัญญาให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด วัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกจะถูกปิดคลุมด้วยผ้าใบที่มีดัดเพื่อป้องกันการตกหล่น 	9.2.2. ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก ข้อ 5.2
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ 	<p>10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>
11. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	<ul style="list-style-type: none"> จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศและโอกาสการเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ 	<p>11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี</p> <p>11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม</p>

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ 1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรมตามแผนงานของ ปตท.สผ.	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.1.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย 2.1.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น ▪ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด ▪ การพิจารณาดำเนินการและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการน้ำปนเปื้อนน้ำมัน	2.2.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในท้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book)	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจาก การจัดการน้ำมันปนเปื้อนน้ำมัน (ต่อ)	<p>2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมัน สำหรับเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บ เพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยต้องเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือ เพื่อสุบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน <p>2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน และบริเวณดาดฟ้าของเรือและแท่นหลุมผลิต เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมัน และสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิดฝนตก</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.2.7 ตรวจสอบภาชนะที่รวบรวมน้ำมันเปื้อนให้อยู่ในสภาพดี ไม่เกิดการรั่วซึม เพื่อป้องกันการรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีสู่ทะเล</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ต่อ)	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อ คุณภาพน้ำทะเลจาก การระบายน้ำที่ใช้ใน การทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	<p>2.3.1 ใช้สารเคมีที่ใช้ในการทดสอบท่อขนส่งใต้ทะเล (เช่น สารป้องกันการผุกร่อน สารลดออกซิเจน และสีย้อม) ที่สามารถย่อยสลายได้ทางชีวภาพ ไม่มีความเสี่ยงต่อสิ่งแวดล้อม หรือมีอันตรายต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด</p> <p>2.3.2 ส่งน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ ไปตามระบบท่อขนส่งใต้ทะเลไปยังแท่นผลิต เพื่อจัดการเช่นเดียวกับน้ำจากระบบการผลิต</p> <p>2.3.3 หากจำเป็นต้องปล่อยน้ำจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ จะปล่อยผ่านท่ออย่างช้าๆ เพื่อให้เกิดการผสมและการกระจายอย่างเพียงพอ และเพื่อเพิ่มปริมาณออกซิเจนในน้ำ ให้มีอัตราการย่อยสลายของสารเคมีดีขึ้น</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ ▪ หลุมอัดกลับน้ำ 	ปตท.สผ.
	2.4 การทดสอบเรือ การติดตั้ง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อ ขนส่งใต้ทะเล อาจส่งผลให้เกิด การฟุ้งกระจายของดินตะกอน พื้นท้องทะเล ซึ่งจะทำให้ ค่าของแข็งแขวนลอย และ ความขุ่นของน้ำทะเลเพิ่มสูงขึ้น ชั่วคราว	<p>2.4.1 ติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลในบริเวณที่กำหนดไว้ ตามที่ได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานกำกับแล้วเท่านั้น</p> <p>2.4.2 ใช้วิธีการวางท่อนบนพื้นทะเลโดยไม่มีการฝังหรือการขุดร่องลงไปในพื้นที่ทะเล</p> <p>2.4.3 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทั้งสมอเรือใหม่</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ โครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะ และคุณภาพดินตะกอน พื้นที่อ่าวทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	<p>2.5.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติ ก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.5.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p> <p>2.5.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p> <p>2.5.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติ และอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น</p> <p>2.5.5 จัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.5.6 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
		<p>2.5.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับ การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ สถานที่บำบัดหรือกำจัดของเสีย 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการตรวจสอบสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วยอุปกรณ์ Side Scan Sonar การแล่นเรือ การวางท่อ และการติดตั้งแท่นหลุมผลิต	<p>3.1.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันที่จัดเตรียมไว้ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสี่ยงจากการสึกหรอของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ</p> <p>3.1.2 จำกัดขนาดพื้นที่สำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเล ให้อยู่ในพื้นที่ประมาณ 1 ตารางกิโลเมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิต และ 500 เมตร ตามแนวท่อขนส่งใต้ทะเล ที่จะติดตั้งเท่านั้น</p> <p>3.1.3 การสำรวจสภาพพื้นที่ทะเลของโครงการฯ จะต้องดำเนินการโดยบริษัทผู้รับเหมาที่มีประสบการณ์ และมีนโยบายในการดำเนินงานตามหลักปฏิบัติที่ดี (Code of Practice) และเป็นสากล ซึ่งรวมถึงมีการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นต่อสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ใช้เรือแล่นสำรวจในบริเวณพื้นที่โครงการฯ และโดยรอบ เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่สำรวจ ก่อนสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ▪ ในขณะที่เริ่มสำรวจสภาพพื้นที่ท้องทะเลด้วย Side Scan Sonar ให้ทำ Soft start โดยเริ่มเปิด-ปิดอุปกรณ์ส่งคลื่นด้วยความถี่ต่ำๆ ก่อนเป็นระยะเวลาไม่ต่ำกว่า 20 นาที เพื่อป้องกันสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม (ถ้ามี) เข้ามาในบริเวณพื้นที่ดำเนินการ ▪ หากพบว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมอยู่ในรัศมี 1 กิโลเมตร จากตำแหน่งเรือสำรวจ หรือตำแหน่งติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเล ให้ชะลอการดำเนินการออกไปจนกว่าสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมจะเคลื่อนย้ายออกนอกระยะรัศมี 1 กิโลเมตร <p>3.1.4 หากพบสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเลระหว่างการดำเนินงาน ให้บันทึกจำนวนและชนิดของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ เพื่อเป็นข้อมูลอ้างอิงในอนาคต</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล (ต่อ)	3.2 ผลกระทบต่อเนื้อที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเลจากการทอดสมอ การติดตั้งโครงสร้าง แท่นหลุมผลิต และการวางท่อขนส่งใต้ทะเล ซึ่งอาจก่อให้เกิดการฟุ้งกระจายของดินตะกอนพื้นท้องทะเล และอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	3.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล 3.2.2 ออกแบบและติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลตามมาตรฐานสากลที่เกี่ยวข้อง 3.2.3 วางท่อขนส่งใต้ทะเลลงบนพื้นท้องทะเลโดยไม่มีการฝังกลบหรือการขุดร่อง	<ul style="list-style-type: none"> ▪ โครงสร้างส่วนขาของแท่นหลุมผลิต ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.
	3.3 ผลกระทบต่อเนื้อที่อาจเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเล ที่เกิดขึ้นจากการระบายสิ่งปฏิกูล น้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค น้ำทิ้งที่อาจปนเปื้อนน้ำมัน และน้ำทิ้งจากการทดสอบท่อ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตในทะเล	3.3.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ▪ แนวท่อขนส่งใต้ทะเลที่ติดตั้งใหม่ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมงและการทำประมง	4.1.1 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องประสานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานไปยังหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมอุทกศาสตร์ กองทัพเรือ และกรมเจ้าท่า	<ul style="list-style-type: none"> หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ 	ปตท.สผ.
		4.1.2 ก่อนการขนส่งโครงสร้างแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลเข้ามาติดตั้งอย่างน้อย 1 เดือน ต้องแจ้งข้อมูลตำแหน่งและช่วงเวลาการดำเนินงานให้กับสมาคมประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ สมาคมการประมงจังหวัดปัตตานี และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย		
		4.1.3 สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ และบริเวณโดยรอบก่อนติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้ง หรือเครื่องมือประมงใดๆ อยู่ในพื้นที่ที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ 4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม 	ปตท.สผ.
		4.1.5 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยให้ตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไข เหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 4.1.6 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.	<ul style="list-style-type: none"> หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำและทางบก	5.1 การลากจูงและการติดตั้งแท่นหลุมผลิตซึ่งกำหนดให้มีเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร โดยรอบแท่นหลุมผลิต อาจกีดขวางการเดินเรือพาณิชย์ และเรือประมงพาณิชย์ ให้ต้องแล่นเรือเลี้ยวพื้นที่ดำเนินการของโครงการฯ	5.1.1 จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบตำแหน่งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ■ ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม 	ปตท.สผ.
		5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none"> ■ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิต และให้มีการแจ้งเตือน เมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ■ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นหลุมผลิตได้ชัดเจน 		
		5.1.3 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (หัวข้อ 4.1)	<ul style="list-style-type: none"> ■ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ 	ปตท.สผ.
		5.1.4 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา จะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุม และการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	<ul style="list-style-type: none"> ■ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	5.2 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ระหว่างการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ	5.2.1 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ■ จำกัดความเร็วการขนส่งรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ■ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล้อมให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ■ ผู้ขับรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ■ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ 	<ul style="list-style-type: none"> ■ เส้นทางขนส่งขนบกกและพื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
6. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	6.1 กิจกรรมการติดตั้งโครงสร้างของโครงการฯ อาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้	6.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงาน ต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ ที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ 6.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมกับจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการฯ 	ปตท.สผ.
7. โบราณคดีใต้น้ำ	7.1 บริเวณพื้นที่โครงการฯ อาจมีแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี ซึ่งการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ อาจส่งผลกระทบต่อแหล่งโบราณคดีใต้น้ำดังกล่าว	7.1.1 หากพบวัตถุหรือพื้นที่ที่อาจเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำ ในระหว่างทำการสำรวจพื้นที่โครงการฯ ด้วยเครื่องสำรวจแบบ Side Scan Sonar โครงการฯ จะต้องรายงานต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากกลุ่มวิชาการโบราณคดีใต้น้ำ กรมศิลปากร ตรวจสอบพื้นที่ต่อไป ซึ่งกรณีผลการตรวจสอบพบว่าเป็นแหล่งโบราณคดีใต้น้ำที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์โบราณคดี โครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยไม่มีข้อเรียกร้องใดๆ	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งติดตั้งโครงสร้างแท่นหลุมผลิต และท่อขนส่งใต้ทะเลที่จะติดตั้งเพิ่มเติม 	ปตท.สผ.
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน	8.1.1 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน 8.1.2 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง 8.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 8.1.4 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการทำงานโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ	<ul style="list-style-type: none"> เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.5 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</p> <p>8.1.6 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุการ และวิธีการรักษา</p> <p>8.1.7 ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยปฏิบัติตามแผนบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ</p> <p>8.1.8 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขาอนามัย และสุขาภิบาล สิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี <p>8.1.9 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพของประชาชนและการให้บริการด้านสุขภาพ	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของ ฐานสนับสนุนบนฝั่งของโครงการฯ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บ และกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงาน	9.1.1 กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินหรือมีการเจ็บป่วยหรือบาดเจ็บรุนแรง และจำเป็นต้องเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ ดำเนินการส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่ใกล้ที่สุดและมีความพร้อมทั้งด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ 	ปตท.สผ.
	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นในบริเวณรอบ ฐานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงเส้นทางการขนส่งวัสดุอุปกรณ์และสารเคมียังบริเวณ ฐานสนับสนุนบนฝั่ง และการขนส่งของเสียจากฐานสนับสนุนบนฝั่งเพื่อนำไปกำจัด	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล ข้อ 2.5 9.2.2 ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก ข้อ 5.2	<ul style="list-style-type: none"> เส้นทางการขนส่งบนบก พื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-4: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2) 10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972) 10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที 10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
11. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี 11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งของโครงการฯ 	ปตท.สผ.

5.1.3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต

มาตรการฯ สำหรับการดำเนินงานในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต จะครอบคลุมการดำเนินงานตามแผนการเจาะหลุมผลิตที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งใหม่ และหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS ที่ขอเปลี่ยนแปลงและระบุไว้ในบทที่ 2 ของรายงานฉบับนี้ ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งกำหนดขึ้นโดยนำมาตรการที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 มาพิจารณาทบทวน เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องกับแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงในตารางที่ 5.1-5 โดยแสดงข้อมูลส่วนที่เป็นสาระสำคัญของการเปลี่ยนแปลงเป็น “ตัวอักษรสีน้ำเงิน” และสรุปเป็นมาตรการที่จะนำมาใช้สำหรับการดำเนินงานในระยะเวลาเจาะหลุมผลิตของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงในตารางที่ 5.1-6

ทั้งนี้ โครงการฯ ไม่ได้นำมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 มาพิจารณาร่วมด้วย เนื่องจากไม่มีการกำหนดมาตรการเฉพาะสำหรับการดำเนินการในระยะเวลาเจาะหลุมผลิต และได้นำไปพิจารณาในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมแล้วในหัวข้อที่ 5.1.3 นอกจากนี้ มาตรการฯ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 สามารถครอบคลุมการดำเนินงานในระยะเวลาเจาะหลุมผลิตได้ทั้งหมด

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
1. คุณภาพอากาศ และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ	1.1 ผลกระทบจากการปล่อยมลสารทางอากาศที่อาจเกิดขึ้น ได้แก่ <ul style="list-style-type: none">▪ การเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องยนต์เรือและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบนแท่นเจาะจะมีการปล่อยมลสารทางอากาศ อย่างไรก็ตาม ไม่มีแหล่งรับผลกระทบทางอากาศที่อยู่ใกล้เคียงเนื่องจากอยู่ห่างจากชายฝั่งมาก▪ การเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องยนต์เรือและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าบนแท่นเจาะจะก่อให้เกิดมลสารในกลุ่มก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศ	<ul style="list-style-type: none">▪ ออกแบบหลุมผลิตให้เป็นแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดระยะเวลาในการเจาะ ซึ่งจะลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง และลดการปล่อยมลสารทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก▪ ดำเนินการตามแผนบำรุงเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร และเครื่องยนต์บนแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้▪ ให้การสนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่ช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่บรรยากาศ	1.1.1 ออกแบบหลุมผลิตให้เป็นแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดระยะเวลาในการเจาะ ซึ่งจะลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง และลดการปล่อยมลสารทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก 1.1.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ 1.1.3 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพ น้ำทะเลจากการระบายสิ่งปนเปื้อน และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภคจาก แท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	<ul style="list-style-type: none"> ■ แท่นเจาะและเรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อันเสีย สิ่งของ สิ่งปนเปื้อน ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย ■ แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 โดยจะต้องบำบัดสิ่งปนเปื้อนที่เกิดขึ้นด้วยระบบบำบัดที่ติดตั้งอยู่บนเรือก่อนระบายลงทะเลระหว่างการเดินเรือที่ระยะห่างจากฝั่งมากกว่า 12 ไมล์ทะเล ■ กำหนดให้แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไปที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ จะต้องปฏิบัติตามมาตรการในการตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบบำบัดน้ำเสีย ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> □ กำหนดให้มีแผนบำรุงรักษาระบบบำบัดน้ำเสียและดำเนินการตามแผนที่กำหนดอย่างเคร่งครัด □ หมั่นตรวจสอบการทำงานของระบบบำบัดน้ำเสียทุกวัน เพื่อให้มั่นใจว่าระบบบำบัดยังสามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพ □ หากพบว่าระบบบำบัดน้ำเสียขัดข้องหรือพบว่าคุณภาพน้ำมีค่าผิดปกติหรือไม่เป็นไปตามมาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้ง ต้องดำเนินการแก้ไขทันที 	<p>2.1.1-เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อันเสีย สิ่งของ สิ่งปนเปื้อน ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย</p> <p>2.1.2 แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ มีระบบจัดการสิ่งปนเปื้อน ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด ■ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปนเปื้อนและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปนเปื้อน

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพ น้ำทะเลจากการระบายน้ำปนเปื้อนน้ำมัน จากแท่นเจาะ และเรือต่างๆ	<ul style="list-style-type: none"> แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องติดตั้งอุปกรณ์กรองน้ำมัน (Oil Filtering Equipment) ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 เพื่อบำบัดน้ำได้ห้องเรือที่ปนเปื้อนน้ำมันจากห้องเครื่องให้มีปริมาณน้ำมันเจือปนไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน ก่อนระบายทิ้งลงทะเล 	<p>2.2.1 แท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือบุงน้ำมัน (Oil record book)
		<ul style="list-style-type: none"> น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนแท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง 	<p>2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนแท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p>
		<ul style="list-style-type: none"> เรือที่มีขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ กรณีที่ไม่มีอุปกรณ์กรองน้ำมัน จะต้องรวบรวมน้ำได้ห้องเรือปนเปื้อนน้ำมันมากำจัดบนฝั่งตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 	<p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นท้องทะเล (ต่อ)	2.2 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ▪ ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณดาดฟ้าของแท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิด ▪ หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง ▪ น้ำจากการล้างถังที่ปนเปื้อนสารเหลวมีพิษ เช่น น้ำจากการล้างทำความสะอาดถังกักเก็บต่างๆ ของเรือและแท่นเจาะ (ถ้ามี) จะต้องจัดการตามข้อกำหนดในภาคผนวก 2 ของ MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ.2551 โดยรวบรวมไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย หรือปล่อยทิ้งโดยต้องมีคุณภาพและปริมาณเป็นไปตามที่กำหนด 	<p>2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณดาดฟ้าของแท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิด</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.2.7 น้ำจากการล้างถังที่ปนเปื้อนสารเหลวมีพิษ เช่น น้ำจากการล้างทำความสะอาดถังกักเก็บต่างๆ ของเรือและแท่นเจาะ (ถ้ามี) จะต้องจัดการตามข้อกำหนดในภาคผนวก 2 ของ MARPOL 73/78 และกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 โดยรวบรวมไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย หรือปล่อยทิ้งโดยต้องมีคุณภาพและปริมาณเป็นไปตามที่กำหนด</p>
	2.3 การทอดสมอเรือ และการติดตั้งแท่นเจาะอาจส่งผลให้เกิดการ ฟูกระจายของตะกอนใกล้พื้นท้องทะเล ซึ่งอาจทำให้ค่าของแข็งแขวนลอย และ ความขุ่นของน้ำทะเลบริเวณดังกล่าวเพิ่มสูงขึ้นชั่วคราว	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เลือกใช้แท่นเจาะที่มีฐานรองขาแท่นเจาะ (Spud Can) เพื่อลดระดับความลึกที่เจาะฝังขาลงใต้พื้นท้องทะเล และทำให้ขาแท่นเจาะสามารถตั้งอยู่บนพื้นท้องทะเลได้อย่างมั่นคง ▪ ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่ 	<p>2.3.1 เลือกใช้แท่นเจาะที่มีฐานรองขาแท่นเจาะ (Spud Can) เพื่อลดระดับความลึกที่เจาะฝังขาลงใต้พื้นท้องทะเล และทำให้ขาแท่นเจาะสามารถตั้งอยู่บนพื้นท้องทะเลได้อย่างมั่นคง</p> <p>2.3.2 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2) คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.4. ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อคุณภาพน้ำ ทะเล เนื่องจากการจัดการของเสียที่ไม่ เหมาะสม โดยของเสียที่เกิดขึ้นจาก กิจกรรมโครงการฯ จะถูกส่งกลับมากำจัด บนฝั่ง ยกเว้นเศษอาหาร	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามคู่มือการจัดการของเสียของ ปตท.สผ. และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) รวมทั้งข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการจัดการของเสียซึ่งบังคับใช้อยู่ ณ ขณะที่มีการดำเนินโครงการฯ และมีการตรวจสอบการทำงาน เพื่อให้มั่นใจว่ามีการดำเนินงานที่ได้มาตรฐาน จัดให้มีขั้นตอนและปฏิบัติตามขั้นตอนการจัดการของเสียซึ่งประกอบด้วย การคัดแยก และการจัดเก็บรวบรวมของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายไว้ในภาชนะบรรจุที่มีความทนทาน ปิดมิดชิด เหมาะสมสำหรับการขนส่ง/ขนถ่าย และเก็บไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปบำบัดหรือกำจัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง การขนส่งของเสียโดยทางเรือจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของโครงการฯ มายังฐานสนับสนุนบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามคู่มือการจัดการของเสียของ ปตท.สผ. และประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) รวมทั้งข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการจัดการของเสียซึ่งบังคับใช้อยู่ ณ ขณะที่มีการดำเนินโครงการฯ 	<p>2.4.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.4.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ห้ามทิ้งของเสียทุกประเภทลงสู่ทะเล ยกเว้นเศษอาหารซึ่งต้องบดให้มีขนาดไม่เกิน 25 มิลลิเมตร ก่อนทิ้งลงทะเล ตามข้อกำหนดของอนุสัญญา MARPOL 73/78 	<p>2.4.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2) คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่องทะเล (ต่อ)	2.4 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบสถานะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น 	2.4.4 ตรวจสอบสถานะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น
		<ul style="list-style-type: none"> จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสีย ทั้งของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตราย เพื่อใช้ในระหว่างการขนส่งของเสียจากเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ มายังท่าเรือบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และต่อไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด โดยระบุชนิดและปริมาณของเสียที่ขนส่งในแต่ละรอบ เพื่อให้มั่นใจว่าของเสียทั้งหมดจากต้นทางได้รับการขนส่งมายังปลายทางครบถ้วนตามจำนวนที่จัดส่ง 	<p>2.4.5 จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งจนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.4.6 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>
		<ul style="list-style-type: none"> จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา 	2.4.7 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา
	2.5 คุณภาพของตะกอนพื้นที่องทะเลเสื่อมลงเนื่องจากการจากการระบายทิ้งเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิตลงสู่ทะเล	<ul style="list-style-type: none"> จัดการเศษหินและโคลนช่วยเจาะ ให้สอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) โดยพิจารณาเศษหินและโคลนช่วยเจาะเป็น ของเสียที่สามารถจัดการในพื้นที่สถานประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ ตามวิธีการที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ใช้วิธีการเจาะแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะ และปริมาณเศษหินที่ปล่อยลงทะเล 	<p>2.5.1 จัดการเศษหินและโคลนช่วยเจาะ ให้สอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด โดยพิจารณาเศษหินและโคลนช่วยเจาะ เป็นของเสียที่สามารถจัดการในพื้นที่สถานประกอบกิจการปิโตรเลียมได้ ตามวิธีการที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ</p> <p>2.5.2 ใช้วิธีการเจาะแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะ และปริมาณเศษหินที่ปล่อยลงทะเล</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2) คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.5. (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ การเจาะหลุมช่วงที่ใช้โคลนช่วยเจาะชนิด SBM จะดำเนินการในระบบปิด โดยแยกโคลนช่วยเจาะออกจากเศษหินด้วยระบบ Solid Control System ที่ติดตั้งบนแท่นเจาะ เพื่อนำโคลนช่วยเจาะกลับมาใช้ซ้ำ และเพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินก่อนระบายลงสู่ทะเล ■ การเจาะหลุมช่วงที่ใช้โคลนช่วยเจาะชนิด SBM ต้องควบคุมปริมาณสารสังเคราะห์ซึ่งเป็นองค์ประกอบหลักของโคลนช่วยเจาะที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะที่จะปล่อยลงทะเล ให้มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหิน ■ รวบรวมเศษหินจากการเจาะที่ผ่านระบบ Solid Control System แล้ว ไว้ในถังเก็บเศษหินเพื่อเจือจางด้วยน้ำทะเลก่อนระบายเศษหินลงสู่ทะเล ■ ควบคุมการปล่อยเศษหินจากการเจาะหลุมช่วงที่ 2, 3 และ 4 ที่ความลึก ไม่น้อยกว่า 3 เมตร จากผิวน้ำทะเล 	<p>2.5.3 พิจารณาเลือกใช้โคลนเจาะที่มีความเป็นพิษต่ำ</p> <p>2.5.4 แท่นเจาะที่ใช้จะต้องมีระบบควบคุมของแข็ง เพื่อแยกโคลนเจาะออกจากเศษหินให้ได้มากที่สุดก่อนระบายลงสู่ทะเล และหมุนเวียนโคลนเจาะไปใช้ใหม่ และตรวจสอบให้ใช้งานได้อยู่เสมอ</p> <p>2.5.5 หลังติดตั้งท่อกรุแล้ว ให้ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน ผ่านท่อที่อยู่ระดับความลึกต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร</p> <p>2.5.6 การเจาะหลุมในช่วงที่ใช้โคลนช่วยเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (SBM) จะต้องควบคุมปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะซึ่งจะระบายลงสู่ทะเล โดยควบคุมให้มีค่าเฉลี่ยไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหินจากการเจาะ ก่อนระบายลงสู่ทะเล โดยไม่มีการระบายทั้งโคลนเจาะลงสู่ทะเลโดยตรง</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ■ ตรวจสอบคุณลักษณะเศษหินที่เกิดขึ้นจากการเจาะ โดยนำมาวิเคราะห์หาค่าความเข้มข้นทั้งหมดของสิ่งเจือปนในหน่วยมิลลิกรัมต่อหนึ่งกิโลกรัมของของเสีย และนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิเคราะห์น้ำสกัดแล้ว ในหน่วยมิลลิกรัมของสารต่อลิตรของน้ำสกัด และนำค่าที่ได้ไปเปรียบเทียบกับค่า TTLC และ STLC ตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) ว่าเข้าข่ายเป็นของเสียอันตรายหรือไม่ และใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงประกอบการพิจารณาการจัดการเศษหินและโคลนจากการเจาะ 	นำไปกำหนดไว้ในมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อที่ 5.2.1)

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
3. สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเล	3.1 สิ่งมีชีวิตในทะเลและระบบนิเวศทางทะเลอาจได้รับผลกระทบต่อเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเลและลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล 	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล
	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการแล่นเรือและการติดตั้งแท่นเจาะอากรบกวาสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร และเครื่องยนต์บนแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงานและลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ 	3.2.1 ดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร และเครื่องยนต์บนแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสีกหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ
4. การประมง	4.1 ความกังวลต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการลดลงของพื้นที่ทำการประมง	<ul style="list-style-type: none"> แจ้งหน่วยงานที่เกี่ยวข้องให้ทราบถึงรายละเอียดการดำเนินงานของโครงการฯ ไม่น้อยกว่า 15 วัน ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นเจาะ โดยหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ผู้ว่าราชการจังหวัดสงขลา และปัตตานี สำนักงานพลังงานจังหวัดสงขลาและปัตตานี และประมงจังหวัดปัตตานี ส่วนสมาคมประมงที่เกี่ยวข้องได้แก่ สมาคมประมงจังหวัดปัตตานีและสมาคมการประมงแห่งประเทศไทย สำรวจพื้นที่บริเวณที่จะติดตั้งแท่นเจาะ และบริเวณโดยรอบก่อนดำเนินการติดตั้ง เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการวางซั้งหรือเครื่องมือประมงอยู่ในพื้นที่ดำเนินการดังกล่าว 	<p>กำหนดไว้แล้วในระยะติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม</p> <p>หมายเหตุ: การดำเนินงานเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม จะดำเนินการที่ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งแล้วเสร็จ และอยู่ในเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิต ที่กำหนดไว้แล้วตั้งแต่ในระยะติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีการสำรวจภายในพื้นที่และแจ้งตำแหน่งแท่นหลุมผลิตให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องรับทราบก่อนการติดตั้งแล้ว</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
4. การประมง (ต่อ)	4.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยจะต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนและให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 	<p>4.1.1 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ</p> <p>4.1.2 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้</p> <p>4.1.3 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ในกรณีที่ต้องมีการเคลื่อนย้ายหรือทำให้เกิดความเสียหายต่อเครื่องมือประมงประจำที่ระหว่างการติดตั้งแท่นเจาะ จะต้องจดบันทึกตำแหน่ง จำนวน และถ่ายรูปเครื่องมือประมงดังกล่าว และประสานงานผ่านสมาคมประมงที่เกี่ยวข้อง เพื่อดำเนินการจ่ายค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีหน่วยราชการที่เกี่ยวข้องร่วมพิจารณาและเป็นพยาน 	4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย
	4.2 ความกังวลต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการลดลงของทรัพยากรประมง	<ul style="list-style-type: none"> สนับสนุนกิจกรรม/ โครงการต่างๆ ที่เกี่ยวกับการส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อชุมชนในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะกับกลุ่มประมง เช่น การปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ การปลูกป่าชายเลน การส่งเสริมการพัฒนาอาชีพ การให้ความรู้ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบอาชีพ เป็นต้น 	4.2.1 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 การดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ การลากจูงและการติดตั้งแท่นเจาะซึ่งจำเป็นต้องกำหนดให้มีเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร โดยรอบ อาจกีดขวางการเดินเรือพาณิชย์ และเรือประมงพาณิชย์ ทำให้ต้องแล่นเรือเลี่ยงพื้นที่ดำเนินงานของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต ■ ติดตั้งอุปกรณ์สื่อสารบนแท่นเจาะ และเรือต่างๆ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อใช้ในการสื่อสารและแจ้งเตือนเรืออื่นๆ ขณะปฏิบัติงาน ■ ติดตั้งสัญญาณไฟบนแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิต เพื่อระบุ/แจ้งตำแหน่งของแท่น พร้อมทั้งจัดให้มีการตรวจสอบระบบสัญญาณไฟที่ติดตั้งไว้ให้อยู่ในสภาพที่ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดระยะเวลาดำเนินงาน 	<p>5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1)</p> <p>5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นเจาะ และแท่นหลุมผลิต และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ■ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตได้ชัดเจน
	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ■ ก่อนนำเรือเข้า-ออกท่าเรือที่ฐานสนับสนุนบนฝั่ง จะต้องแจ้งต่อเจ้าหน้าที่นำร่องล่วงหน้าทุกครั้ง และต้องปฏิบัติตามกฎของเจ้าหน้าที่นำร่องอย่างเคร่งครัด 	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอภัยระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ผู้ขับขี่รถบรรทุกขนส่งทุกคน จะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และต้องปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด จำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ของบริษัทผู้รับเหมาซึ่งเป็นคู่สัญญา ให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด วัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุก จะถูกปิดคลุมด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น 	<p>6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p> <p>6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> จำกัดความเร็วการขับขี่รถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ผู้ขับขี่รถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ
7. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	7.1 กิจกรรมการติดตั้งแท่นเจาะของโครงการฯ อาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ของ กสทที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้ โดยระบบเคเบิลใต้น้ำ CSN เป็นระบบที่ให้บริการสื่อสารกับ ปตท.สผ. ที่แท่นของโครงการอภัย โครงการบงกชเหนือ และโครงการบงกชใต้	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงาน ต่อ บริษัท กสท โทรคมนาคม จำกัด (มหาชน) ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นหลุมผลิตของโครงการฯ กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมทั้งจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ 	<p>7.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงาน ต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นเจาะในบริเวณที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ</p> <p>7.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมทั้งจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนพนักงาน ▪ จัดพื้นที่สันทนาการที่เหมาะสม เพื่อให้ผู้ปฏิบัติงานที่ฐานปฏิบัติงานนอกชายฝั่งมีที่พักผ่อนและออกกำลังกาย ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น จัดให้บริเวณพื้นที่ทำงาน มีแสงสว่างเพียงพอและมีการระบายอากาศที่ดี เป็นต้น ▪ ติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ มีป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ป้องกันเสียงในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานที่ใกล้กับแหล่งกำเนิดเสียงที่มีเสียงดัง ▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ส่องสว่างให้เพียงพอต่อการปฏิบัติงานในช่วงเวลากลางคืน ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะที่ปิดมิดชิด ในสถานที่เฉพาะซึ่งมีอากาศถ่ายเทดี ▪ จัดให้มีที่ล้างตาในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดหาน้ำดื่มและผ้าเย็นไว้ในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน เพื่ออำนวยความสะดวกให้กับพนักงานที่ปฏิบัติงาน ▪ จัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) ทุกชนิดที่ใช้งาน โดยจัดเก็บไว้ทั้งบริเวณที่เก็บสารเคมี และบริเวณที่มีการใช้งานสารเคมี ▪ ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรให้อยู่ในสภาพที่ดี โดยปฏิบัติตามแผนบำรุงรักษาอย่างสม่ำเสมอ 	<p>8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัยในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี
		<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดให้มีการตรวจวัดระดับความร้อน แสงสว่าง และเสียง ภายในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะของโครงการฯ ปีละ 1 ครั้ง โดยต้องดำเนินการตรวจวัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 	<p>8.1.2 ควบคุมให้แท่นเจาะมีการตรวจวัดระดับความร้อน แสงสว่าง และเสียง ภายในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับการปฏิบัติงานแต่ละประเภทอย่างเพียงพอ รวมทั้งติดตั้งป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ความปลอดภัยส่วนบุคคล ■ กำหนดให้ปฏิบัติตามลักษณะท่าทางในการทำงานที่ถูกต้อง ■ กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้องและเหมาะสมกับประเภทของงาน ■ กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงตลอดเวลาที่ปฏิบัติงานในบริเวณที่มีเสียงดัง ■ จัดเตรียมอุปกรณ์ป้องกันเสียงที่เหมาะสม ได้แก่ ครอบหูลดเสียง (Ear Muffs) หรือปลั๊กลดเสียง (Ear Plugs) ซึ่งสามารถลดระดับเสียงที่พนักงานได้รับให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด โดยให้มีจำนวนที่เพียงพอกับจำนวนพนักงาน ■ จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันความร้อน และกำหนดให้พนักงานสวมชุดที่สามารถระบายความร้อนได้ดี ■ จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล เพื่อช่วยปฐมพยาบาลพนักงานที่อาจหมดสติระหว่างปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานที่มีความร้อนสูง ■ จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาลเบื้องต้นไว้บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ■ ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ และระบบใบอนุญาตในการทำงาน (Permit to Work) เป็นต้น 	<p>8.1.3 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ■ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ■ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ■ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ■ การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ■ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ ■ การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> จำกัดระยะเวลาการทำงานในพื้นที่ปฏิบัติงานที่เสี่ยงต่อความร้อนสูงหรือมีค่าความร้อนเกินเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2549 สำหรับบริเวณที่มีลักษณะหรือประเภทของงานเป็นปานกลางได้กำหนดค่ามาตรฐานไว้ที่ 32 องศาเซลเซียส 	<p>8.1.4 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดได้ตามกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง</p> <p>8.1.5 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน</p>
		<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน 	8.1.6 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมา ส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน
		<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปี ซึ่งครอบคลุมการตรวจวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในทะเล 	8.1.7 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง
		<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 	8.1.8 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ 	8.1.9 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ
		<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ 	8.1.10 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ
		<ul style="list-style-type: none"> ■ บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา 	8.1.11 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของฐานสนับสนุนบนฝั่งของโครงการฯ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บ และกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> ■ กรณีมีผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินหรือมีการเจ็บป่วยหรือบาดเจ็บรุนแรง และจำเป็นต้องเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บมาทำการรักษาต่อบนฝั่ง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ (International SOS) ดำเนินการส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่ใกล้ที่สุดและมีความพร้อมทั้งด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ 	9.1.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นในบริเวณรอบฐานสนับสนุนบนฝั่ง รวมถึงเส้นทางการขนส่งวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีมายังบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และการขนส่งของเสียจากฐานสนับสนุนบนฝั่งเพื่อนำไปกำจัด	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีขั้นตอนและปฏิบัติตามขั้นตอนการจัดการของเสีย ซึ่งประกอบด้วย การคัดแยกและการจัดเก็บรวบรวมของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายไว้ในภาชนะบรรจุที่มีความทนทาน ปิดมิดชิด เหมาะสมสำหรับการขนส่ง/ ขนถ่าย และเก็บไว้ในพื้นที่ที่เหมาะสม ■ ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปบำบัดหรือกำจัด ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล ข้อ 2.4

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.2 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสีย ทั้งของเสียอันตรายและของเสียไม่อันตราย เพื่อใช้ในการระหว่างการขนส่งของเสียจากเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ มายังท่าเรือบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง และต่อไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด โดยระบุชนิดและปริมาณของเสียที่ขนส่งในแต่ละรอบ เพื่อให้มั่นใจว่าของเสียทั้งหมดจากต้นทางได้รับการขนส่งมายังปลายทางครบถ้วนตามจำนวนที่จัดส่ง ■ การขนส่งของเสียอันตรายจากฐานสนับสนุนบนฝั่งไปยังพื้นที่กำจัด กำหนดให้ผู้รับเหมาตามสัญญาว่าจ้างให้จัดการของเสียที่ได้รับอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมจัดทำเอกสารกำกับการขนส่งตามแบบฟอร์มที่กำหนดในประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 และจัดส่งบันทึกการขนส่งของเสียให้ ปตท.สผ. เพื่อใช้เป็นหลักฐานสำหรับการตรวจสอบให้มั่นใจว่าของเสียได้รับการขนส่งไปกำจัดโดยครบถ้วน และได้รับการจัดการอย่างเหมาะสม และสอดคล้องกับข้อกำหนดหรือกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 	(ต่อ)
		<ul style="list-style-type: none"> ■ ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตราย เพื่อให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น ■ พนักงานผู้ขับขี่รถบรรทุกขนส่งทุกคน จะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และต้องปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ■ จำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ของบริษัทผู้รับเหมาซึ่งเป็นคู่สัญญาให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด ■ วัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกจะถูกปิดคลุมด้วยผ้าใบที่มีดัดเพื่อป้องกันการตกหล่น 	9.2.2. ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก ข้อ 6.1

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.3 ความกังวลเกี่ยวกับการจัดการ/จัดเก็บสารกัมมันตรังสีที่จะนำมาใช้ในการหยั่งธรณีหลุมเจาะของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ควบคุมผู้รับเหมาของโครงการฯ ให้ปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมจัดการกัมมันตรังสี ได้แก่ กฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับรังสีชนิดก่อกวน ไอออน พ.ศ. 2547 กฎกระทรวงกำหนดเงื่อนไข วิธีการขอรับใบอนุญาต และการดำเนินการเกี่ยวกับวัสดุนิวเคลียร์พิเศษ วัสดุต้นกำเนิด วัสดุพลอยได้ หรือพลังงานปรมาณู พ.ศ. 2550 และประกาศกรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน เรื่อง กำหนดเงื่อนไข และวิธีการเก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสี ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เล่ม 122 ตอนพิเศษ 118 ง วันที่ 21 ตุลาคม พ.ศ. 2548 รวมทั้งกฎหมายฉบับอื่นที่มีการปรับปรุงล่าสุดและเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโครงการฯ ณ เวลานั้นๆ โดยมีข้อบังคับที่ต้องปฏิบัติตามครอบคลุมการป้องกันอันตรายจากการเก็บรักษา การใช้งาน เคลื่อนย้าย และขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสีที่เกิดขึ้นเพื่อให้เกิดความปลอดภัย ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> การครอบครอง/ใช้งานวัสดุกัมมันตรังสี จะต้องมียาอนุญาตต่างๆ ตามที่กฎหมายกำหนด จัดให้มีสถานที่จัดเก็บต้นกำเนิดรังสีแยกไว้จากบริเวณที่เสี่ยงต่อการเกิดอัคคีภัย จัดให้มีเครื่องหมายเตือน ติดไว้ในบริเวณที่เก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และในบริเวณที่มีการจัดการกากกัมมันตรังสี แสดงให้เห็นโดยชัดเจน รวมทั้งจัดทำฉลากที่มีเครื่องหมายและข้อความเตือนภัยติดไว้ที่ภาชนะที่ใช้บรรจุ หรือห่อหุ้มสารกัมมันตรังสี 	<p>9.3.1 ควบคุมผู้รับเหมาของโครงการฯ ให้ปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาต การป้องกันอันตรายจากการเก็บรักษา การใช้งาน เคลื่อนย้าย และขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสีที่เกิดขึ้น ได้แก่ ข้อกำหนดตามพระราชบัญญัติพลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ พ.ศ. 2559 และที่แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2562 และข้อกำหนดของกระทรวงแรงงาน รวมทั้งกฎหมายฉบับอื่นที่มีการปรับปรุงล่าสุดและเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโครงการฯ ณ เวลานั้นๆ เพื่อให้เกิดความปลอดภัย ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> การครอบครอง/ใช้งานวัสดุกัมมันตรังสี จะต้องมียาอนุญาตต่างๆ ตามที่กฎหมายกำหนด จัดให้มีสถานที่จัดเก็บต้นกำเนิดรังสีแยกไว้จากบริเวณที่เสี่ยงต่อการเกิดอัคคีภัย จัดให้มีเครื่องหมายเตือน ติดไว้ในบริเวณที่เก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และในบริเวณที่มีการจัดการกากกัมมันตรังสี แสดงให้เห็นโดยชัดเจน รวมทั้งจัดทำฉลากที่มีเครื่องหมายและข้อความเตือนภัยติดไว้ที่ภาชนะที่ใช้บรรจุ หรือห่อหุ้มสารกัมมันตรังสี จัดให้มีเส้นกั้นแสดงแนวเขตและป้ายข้อความ “ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า” ด้วยอักษรสีดำบนพื้นสีเหลือง แสดงให้เห็นโดยชัดเจน จัดให้มีเจ้าหน้าที่ที่เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการทางด้านเทคนิค ในเรื่องรังสีที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียน เจ้าหน้าที่ความปลอดภัยทางรังสี ประจำพื้นที่ปฏิบัติงาน ตลอดระยะเวลาที่การทำงานเกี่ยวกับรังสี เพื่อป้องกันและระงับอันตรายจากรังสีที่อาจมีต่อบุคคลหรือทรัพย์สิน

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. สุขภาพอนามัยของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.3 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีเส้นกันแสดงแนวเขตและป้ายข้อความ “ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า” ด้วยอักษรสีดำบนพื้นสีเหลืองแสดงให้เห็นโดยชัดเจน จัดให้มีเจ้าหน้าที่ที่เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการทางด้านเทคนิค ในเรื่องรังสีที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียนเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยทางรังสี ประจำพื้นที่ปฏิบัติงานตลอดระยะเวลาที่การทำงานเกี่ยวกับรังสี เพื่อป้องกันและระงับอันตรายจากรังสีที่อาจมีต่อบุคคลหรือทรัพย์สิน ควบคุมดูแลมิให้ผู้ที่ไม่มีความรู้ที่เกี่ยวข้องเข้าไปในบริเวณที่เก็บรักษาดันกานีตรังสี พื้นที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับรังสี และบริเวณที่มีการจัดการ กากกัมมันตรังสี จัดให้มีแผนปฏิบัติการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินจากการรั่วไหลหรือแพร่กระจายรังสีที่มีไว้ในครอบครองและระหว่างการใช้งาน 	<ul style="list-style-type: none"> ควบคุมดูแลมิให้ผู้ที่ไม่มีความรู้ที่เกี่ยวข้องเข้าไปในบริเวณที่เก็บรักษาดันกานีตรังสี พื้นที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับรังสี และบริเวณที่มีการจัดการ กากกัมมันตรังสี จัดให้มีแผนปฏิบัติการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินจากการรั่วไหลหรือแพร่กระจายรังสีที่มีไว้ในครอบครองและระหว่างการใช้งาน
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุการโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ 	<p>10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
11. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อนพัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงานในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัยของพนักงานที่ปฏิบัติงานอยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ▪ ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ▪ ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศและโอกาสการเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ 	<p>11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี</p> <p>11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม</p>
12. การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะดำเนินการเจาะอาจเป็นผลให้มีปิโตรเลียมออกสู่ทะเลและสภาพแวดล้อมโดยไม่สามารถควบคุมได้ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ▪ สำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้นในบริเวณที่จะติดตั้งแท่นเจาะและเจาะหลุมผลิตในขั้นตอนการเตรียมการตามแผนที่กำหนดไว้เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง ▪ ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนช่วยเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ ▪ ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง (Blowout preventer, BOP) และมีการตรวจสอบประสิทธิภาพ BOP และเปลี่ยนอะไหล่ให้เหมาะสมต่อการใช้งานอย่างสม่ำเสมอ โดยจะดำเนินการทุกครั้งก่อนเริ่มเจาะหลุมหรือหากต้องใช้งานเกิน 21 วัน 	<p>12.1.1 ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้นเพื่อใช้ในการวางแผน การเจาะหลุมผลิต เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสียหายของการพลุ่ง</p> <p>12.1.2 ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ</p> <p>12.1.3 ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้ในที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันทั่วทั้งที่ และบำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งเสมอ</p> <p>12.1.4 บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งอยู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนดในคู่มือของอุปกรณ์นั้น</p> <p>12.1.5 ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ</p> <p>12.1.6 ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ</p>

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
12. การพลุ้งที่อาจเกิดขึ้นขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดการพลุ้ง ในการให้ความช่วยเหลือพนักงานในการอพยพ การให้ความช่วยเหลือทางการแพทย์ รวมทั้งการป้องกัน ความเสียหายของหลุมและความเสียหายต่อแท่นเจาะ ▪ มีเรือสนับสนุนคอยตรวจสอบในบริเวณพื้นที่โครงการฯ อย่างสม่ำเสมอ เพื่อเฝ้าระวังการรั่วไหลของน้ำมัน และเหตุที่อาจทำให้เกิดการรั่วไหล ▪ จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล เพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลระดับที่ 1 ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และฐานสนับสนุนบนฝั่ง โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ ▪ ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีน้ำมันหกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดการรั่วไหลของปิโตรเลียมระดับที่ 2 หรือ 3 	<p>12.1.7 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเลอย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ.</p> <p>12.1.8 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเล ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ</p> <p>12.1.9 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินการหกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3</p> <p>12.1.10 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด</p> <p>12.1.11 กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบถึงชายฝั่ง จะต้องแจ้งประสานเริ่มต้นดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การทำความสะอาดบริเวณชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ ▪ การฟื้นฟูทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม ▪ การดำเนินการตามแผนการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น

ตารางที่ 5.1-5: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
13. การหกรั่วไหลของสารเคมี และโคลนที่ใช้ในการเจาะ	13.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล จากการหกรั่วไหลของสารเคมี และโคลนช่วยเจาะ	<ul style="list-style-type: none"> ■ วางแผนการใช้สารเคมีซึ่งใช้เป็นองค์ประกอบของโคลนช่วยเจาะในแต่ละครั้งอย่างเหมาะสม และจัดเก็บในปริมาณเท่าที่จำเป็นต่อการใช้งาน เพื่อลดปริมาณการจัดเก็บบนแท่นเจาะ ■ จัดเก็บสารเคมีแยกตามประเภทและคุณสมบัติของสารเคมี โดยจัดวางอยู่ในภาชนะรองรับหรือคั่นกันซึ่งทำหน้าที่เป็น Secondary containment เพื่อป้องกันการหกรั่วไหล ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ▫ สารเคมีที่มีลักษณะเป็นผงหรือของแข็งต้องจัดวางไว้ในภาชนะรองรับสารเคมี และมีแผ่นพลาสติกคลุมไว้ตลอดเวลาที่ไม่ได้ใช้งาน ▫ สารเคมีที่มีลักษณะเป็นของเหลวต้องมีถังแยกเก็บถูกต้องเหมาะสมตามที่กำหนดไว้ในเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี โดยต้องจัดให้มีภาชนะรองรับหรือ คั่นกันที่สามารถรองรับการหกรั่วไหลได้อย่างเพียงพอ ■ จัดให้มี Mixing hopper สำหรับการผสมสารเคมีในขั้นตอนการนำไปใช้งาน เพื่อป้องกันการหกรั่วไหล ■ จัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (SDS) ทุกชนิดที่ใช้งาน โดยจัดเก็บไว้ทั้งบริเวณที่เก็บสารเคมี และบริเวณที่มีการใช้งานสารเคมี ■ จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหกรั่วไหล (Spill kits) ไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมี เพื่อใช้ในกรณีเกิดการหกรั่วไหลในพื้นที่ปฏิบัติงาน เช่น วัสดุดูดซับ (Absorbent) เป็นต้น 	<p>13.1.1 จัดเก็บสารเคมี และโคลนเจาะในพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้โดยเฉพาะ และในปริมาณที่เหมาะสมกับขนาดและลักษณะของพื้นที่จัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน</p> <p>13.1.2 จัดเตรียมแผนสำหรับตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลของสารเคมี โดยครอบคลุมถึงการหกรั่วไหลของโคลนเจาะ และสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะ</p> <p>13.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหกรั่วไหลของสารเคมีไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมี เช่น วัสดุดูดซับสารเคมีที่หกรั่วไหล และภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อรอการส่งไปกำจัด</p>

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศและคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 ออกแบบหลุมผลิตให้เป็นแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดระยะเวลาในการเจาะ ซึ่งจะลดปริมาณการใช้เชื้อเพลิง และลดการปล่อยมลสารทางอากาศและก๊าซเรือนกระจก	■ แทนหลุมผลิต	ปตท.สผ.
		1.1.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้	■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	
		1.1.3 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรมตามแผนงานของ ปตท.สผ.	■ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่มีโอกาสเข้าใช้ประโยชน์ในพื้นที่โครงการฯ	ปตท.สผ.
			■ ชุมชนรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา	
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.1.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้ับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย	■ แทนเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
		2.1.2 แทนเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL73/78) ในประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">■ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด■ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล		

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจาก การจัดการน้ำมัน น้ำมัน	<p>2.2.1 แท่นเจาะ และเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับ การตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมัน จากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำมันเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมบันทึกน้ำมัน (Oil record book) <p>2.2.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนแท่นเจาะและเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดใน กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสุบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวก เพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามท่อนุมติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมา โดยยังมิได้ทำให้เจือจาง ต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน <p>2.2.4 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ ชนิดของของเสียบริเวณภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรวบรวมนำไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับ อนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.2.5 ตรวจสอบอุปกรณ์ และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมี และรักษาความสะอาดบริเวณดาดฟ้าของแท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิด</p> <p>2.2.6 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้ว ไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.2.7 น้ำจากการล้างถังที่ปนเปื้อนสารเหลวมีพิษ เช่น น้ำจากการล้างทำความสะอาดถังกักเก็บต่างๆ ของเรือ และแท่นเจาะ (ถ้ามี) จะต้องจัดการตามข้อกำหนดในภาคผนวก 2 ของ MARPOL 73/78 และ กฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 โดยรวบรวมไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย หรือปล่อยทิ้งโดยต้องมีคุณภาพและปริมาณเป็นไปตามที่กำหนด</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.3 การทอดสมอเรือ และ การติดตั้งแท่นเจาะ อาจส่งผลให้เกิดการ ฟุ้งกระจายของตะกอน ใกล้พื้นที่ท้องทะเล	2.3.1 เลือกใช้แท่นเจาะที่มีฐานรองขาแท่นเจาะ (Spud Can) เพื่อลดระดับความลึกที่เจาะฝังขาลงใต้ พื้นที่ท้องทะเล และทำให้ขาแท่นเจาะสามารถตั้งอยู่บนพื้นที่ท้องทะเลได้อย่างมั่นคง 2.3.2 ตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจสอบพบว่าสมอเรือเกากับพื้นทะเล ให้ทิ้งสมอเรือใหม่	▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	2.4.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่ม ดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถาน ประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการ ของเสียที่สำคัญ เช่น ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย 2.4.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติ จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงาน ของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย 2.4.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนด ของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 2.4.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและ อยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น 2.4.5 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา	▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและ คุณภาพดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย (ต่อ)	2.4.6 จัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงาน นอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียม สงขลา 2.4.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่ บำบัดหรือกำจัด	▪ สถานที่บำบัดหรือ กำจัดของเสีย	ปตท.สผ.
	2.5 คุณภาพของตะกอน พื้นที่ท้องทะเลเสื่อมลง เนื่องจากการระบายทิ้ง เศษหินที่เกิดขึ้นจาก การเจาะหลุมผลิตลงสู่ทะเล	2.5.1 จัดการเศษหินและโคลนช่วยเจาะ ให้สอดคล้องตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการ การจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด โดยพิจารณาเศษหินและโคลนช่วยเจาะเป็น ของเสียที่สามารถจัดการในพื้นที่สถานประกอบกิจการ ปิโตรเลียมได้ ตามวิธีการที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ 2.5.2 ใช้วิธีการเจาะแบบหลุมแคบ (Slim Hole) เพื่อลดปริมาณโคลนช่วยเจาะ และปริมาณเศษหินที่ปล่อย ลงทะเล 2.5.3 พิจารณาเลือกใช้โคลนเจาะที่มีความเป็นพิษต่ำ 2.5.4 แท่นเจาะที่ใช้จะต้องมีระบบควบคุมของแข็ง เพื่อแยกโคลนเจาะออกจากเศษหินให้ได้มากที่สุด ก่อนระบายลงสู่ทะเล และหมุนเวียนโคลนเจาะไปใช้ใหม่ และตรวจสอบให้ใช้งานได้อย่างเสมอ 2.5.5 หลังติดตั้งท่อกรแล้ว ให้ระบายเศษหินจากการเจาะและโคลนที่ติดไปกับเศษหิน ผ่านท่อที่อยู่ระดับ ความลึกต่ำกว่าผิวน้ำทะเลประมาณ 3 เมตร 2.5.6 การเจาะหลุมในช่วงที่ใช้โคลนเจาะชนิดที่มีสารสังเคราะห์เป็นองค์ประกอบหลัก (SBM) จะต้องควบคุม ปริมาณสารสังเคราะห์ที่ติดไปกับเศษหินจากการเจาะซึ่งจะระบายลงสู่ทะเล โดยควบคุมให้มีค่าเฉลี่ย ไม่เกินร้อยละ 12 โดยน้ำหนักของเศษหินจากการเจาะ ก่อนระบายลงสู่ทะเล โดยไม่มีการระบายทิ้ง โคลนเจาะลงสู่ทะเลโดยตรง	▪ แท่นเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และ ระบบนิเวศทางทะเล	3.1 สิ่งมีชีวิตในทะเลและ ระบบนิเวศทางทะเล อาจได้รับผลกระทบเนื่อง จากการเปลี่ยนแปลงของ คุณภาพน้ำทะเลและ ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและ คุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล (ข้อ 2.1-2.5)	▪ แท่นหลุมผลิต ▪ แท่นเจาะและเรือ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล (ต่อ)	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการแล่นเรือ และการติดตั้งแท่นเจาะอาจรบกวนสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล	3.2.1 ดำเนินการตามแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เครื่องจักร และเครื่องยนต์บนแท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงาน และลดระดับเสียงจากการสั่นหรือของเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ แท่นหลุมผลิต▪ แท่นเจาะและเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง	4.1.1 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี	ปตท.สผ.
		4.1.2 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้	<ul style="list-style-type: none">▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ปตท.สผ.
		4.1.3 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ		
	4.1.4 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมงต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย	<ul style="list-style-type: none">▪ พื้นที่โครงการฯ	ปตท.สผ.	
	4.2 ความกังวลต่อผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกิจกรรมของโครงการฯ ในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการลดลงของทรัพยากรประมง	4.2.1 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการอาชีพประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดปัตตานี	ปตท.สผ.
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1) 5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none">▪ กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบแท่นเจาะ และแท่นหลุมผลิต และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย▪ ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นแท่นเจาะและแท่นหลุมผลิตได้ชัดเจน	<ul style="list-style-type: none">▪ แท่นหลุมผลิต▪ แท่นเจาะ และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ (ต่อ)	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	▪ เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	<p>6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p> <p>6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละอองเสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำกัดความเร็วการขับขีรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ▪ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ▪ ผู้ขับขีรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ▪ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ 	▪ พื้นที่โดยรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	ปตท.สผ.
7. ระบบเคเบิลใต้น้ำ	7.1 กิจกรรมการติดตั้งแท่นเจาะอาจมีผลกระทบต่อระบบเคเบิลใต้น้ำ ที่อยู่ในบริเวณพื้นที่ใกล้เคียงได้	7.1.1 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งกำหนดการและแผนการดำเนินงานต่อบริษัท โทรคมนาคมแห่งชาติ จำกัด (มหาชน) หรือหน่วยงานที่ดูแลระบบเคเบิลใต้น้ำ ก่อนเริ่มติดตั้งแท่นเจาะในบริเวณที่อยู่ในเขตปลอดภัยของระบบเคเบิลใต้น้ำ	▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการ	ปตท.สผ.
		7.1.2 กำหนดให้โครงการฯ แจ้งข้อมูลพิกัดของเคเบิลใต้น้ำ CAT Submarine Network (CSN) ให้แก่เรือทุกลำที่ปฏิบัติงานให้กับโครงการฯ พร้อมกับจัดทำบันทึกไว้เป็นข้อมูลเรือ เพื่อให้หลีกเลี่ยงการทิ้งสมอเรือในบริเวณที่มีแนวเคเบิลใต้น้ำใยแก้วดังกล่าว ตลอดระยะการดำเนินงานของโครงการฯ	▪ เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน	8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขาภิบาลอาชีวอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี 	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
		8.1.2 ควบคุมให้แท่นเจาะมีการตรวจวัดระดับความร้อน แสงสว่าง และเสียง ภายในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นเจาะ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง	▪ แท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
		8.1.3 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้องในประเด็นที่สำคัญ เช่น <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to Work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ▪ การจัดให้มีบุคลากรทางการแพทย์ในพื้นที่โครงการฯ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ 	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.4 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดไว้ตามกฎหมายกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง</p> <p>8.1.5 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎหมายฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.6 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติก่อนเริ่มปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.7 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง</p> <p>8.1.8 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม</p> <p>8.1.9 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ</p> <p>8.1.10 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</p> <p>8.1.11 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา</p>	<p>พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพอนามัย ของชุมชนบนฝั่ง	9.1 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระ การให้บริการด้านสุขภาพ ของหน่วยงานสาธารณสุข ในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของ ฐานสนับสนุนการพัฒนา ปิโตรเลียม สงขลา กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ และมีพนักงานได้รับบาดเจ็บ และกรณีการเจ็บป่วยและ บาดเจ็บของพนักงาน ในระหว่างการทำงาน	9.1.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการ ทางการแพทย์ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุ ไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงาน ของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
	9.2 กิจกรรมที่อาจมีผลกระทบ ต่อประชาชนบนฝั่ง จะมีโอกาสเกิดขึ้นใน บริเวณรอบฐานสนับสนุน การพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา รวมถึงเส้นทางการขนส่ง วัสดุอุปกรณ์และสารเคมี มายังบริเวณฐานสนับสนุน และการขนส่งของเสียจาก ฐานสนับสนุนเพื่อนำไปกำจัด	9.2.1 ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล (ข้อ 2.4) 9.2.2 ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก (ข้อ 6.1)	▪ พื้นที่โดยรอบ ฐานสนับสนุน การพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
9. สุขภาพอนามัย ของชุมชนบนฝั่ง (ต่อ)	9.3 ความกังวลเกี่ยวกับการจัดการ/จัดเก็บสารกัมมันตรังสีที่จะนำมาใช้ในการหยั่งธรณีหลุมเจาะของโครงการฯ	<p>9.3.1 ควบคุมผู้รับเหมาของโครงการฯ ให้ปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการขออนุญาต การป้องกันอันตรายจากการเก็บรักษา การใช้งาน เคลื่อนย้าย และขนส่งต้นกำเนิดรังสี และการจัดการกากกัมมันตรังสีที่เกิดขึ้น ได้แก่ ข้อกำหนดตามพระราชบัญญัติพลังงานนิวเคลียร์เพื่อสันติ พ.ศ. 2559 และที่แก้ไขเพิ่มเติม พ.ศ. 2562 และข้อกำหนดของกระทรวงแรงงาน รวมทั้งกฎหมายฉบับอื่นที่มีการปรับปรุงล่าสุดและเกี่ยวข้องกับการดำเนินงานของโครงการฯ ณ เวลานั้นๆ เพื่อให้เกิดความปลอดภัย ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การครอบครอง/ใช้งานวัสดุกัมมันตรังสี จะต้องมิใช่ใบอนุญาตต่างๆ ตามที่กฎหมายกำหนด ▪ จัดให้มีสถานที่จัดเก็บต้นกำเนิดรังสีแยกไว้จากบริเวณที่เสี่ยงต่อการเกิดอัคคีภัย ▪ จัดให้มีเครื่องหมายเตือน ติดไว้ในบริเวณที่เก็บรักษา เคลื่อนย้าย ขนส่งต้นกำเนิดรังสี และในบริเวณที่มีการจัดการกากกัมมันตรังสีแสดงให้เห็นโดยชัดเจน รวมทั้งจัดทำฉลากที่มีเครื่องหมายและข้อความเตือนภัยติดไว้ที่ภาชนะที่ใช้บรรจุ หรือห่อหุ้มสารกัมมันตรังสี ▪ จัดให้มีเส้นกั้นแสดงแนวเขตและป้ายข้อความ “ระวังอันตรายจากรังสี ห้ามเข้า” ด้วยอักษรสีดำบนพื้นสีเหลืองแสดงให้เห็นโดยชัดเจน ▪ จัดให้มีเจ้าหน้าที่ที่เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการทางด้านเทคนิค ในเรื่องรังสีที่ได้รับการรับรองและขึ้นทะเบียนเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยทางรังสี ประจำพื้นที่ปฏิบัติงานตลอดระยะเวลาที่มีการทำงานเกี่ยวกับรังสี เพื่อป้องกันและระงับอันตรายจากรังสีที่อาจมีต่อบุคคลหรือทรัพย์สิน ▪ ควบคุมดูแลมิให้ผู้ที่ไม่มีความรู้ที่เกี่ยวข้องเข้าไปในบริเวณที่เก็บรักษาต้นกำเนิดรังสี พื้นที่ปฏิบัติงานเกี่ยวกับรังสี และบริเวณที่มีการจัดการ กากกัมมันตรังสี ▪ จัดให้มีแผนปฏิบัติการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินจากการรั่วไหลหรือแพร่กระจายรังสีที่มีไว้ในครอบครองและระหว่างการใช้งาน 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ แท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ 	ปตท.สผ.
10. การโดนกันของเรือ	10.1 เรือที่ใช้ในโครงการฯ อาจเกิดอุบัติเหตุ การโดนกันกับเรือลำอื่นๆ ที่สัญจรในเส้นทางเดินเรือเดียวกัน หรืออาจมีเรือต่างๆ ขนเข้ากับแท่นหลุมผลิต	<p>10.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>10.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>10.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>10.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือและแท่นเจาะที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
11.พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	11.1 หากพายุหมุนเขตร้อน พัดผ่านพื้นที่ปฏิบัติงาน ในทะเลของโครงการฯ อาจมีผลต่อความปลอดภัย ของพนักงานที่ปฏิบัติงาน อยู่บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน	11.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผน อย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี 11.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
12.การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้น ขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะ ดำเนินการเจาะอาจเป็น ผลให้มีปิโตรเลียมออกสู่ ทะเลและสภาพแวดล้อม โดยไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางทะเล	12.1.1 ทบทวนข้อมูลผลจากการสำรวจข้อมูลตำแหน่งก๊าซระดับตื้น เพื่อใช้ในการวางแผนการเจาะหลุมผลิต เนื่องจากสภาพการมีก๊าซที่ระดับตื้นเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดความเสี่ยงของการพลุ่ง 12.1.2 ใช้แท่นเจาะที่มีอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งที่สามารถทนแรงดันได้มากกว่าความดันของแหล่งกักเก็บ 12.1.3 ติดตั้งระบบสำหรับควบคุมอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่ง ไว้ในที่ซึ่งสามารถปฏิบัติการได้ทันทั่วทั้งที่ และ บำรุงรักษาให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งอยู่เสมอ 12.1.4 บำรุงรักษาอุปกรณ์ป้องกันการพลุ่งให้สามารถใช้งานได้ดียิ่งอยู่เสมอ และทดสอบประสิทธิภาพตามที่กำหนด ในคู่มือของอุปกรณ์นั้น 12.1.5 ตรวจสอบน้ำโคลนเจาะให้มีปริมาณและคุณภาพเหมาะสมในระหว่างการเจาะ 12.1.6 ตรวจสอบแรงดันของหลุมและโคลนเจาะที่หมุนเวียนตลอดการเจาะ	▪ แท่นหลุมผลิต และแท่นเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
12.การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้น ขณะเจาะหลุมผลิต	12.1 การพลุ่งที่อาจเกิดขึ้นขณะ ดำเนินการเจาะอาจเป็น ผลให้มีปิโตรเลียมออกสู่ ทะเลและสภาพแวดล้อม โดยไม่สามารถควบคุมได้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมทางทะเล (ต่อ)	12.1.7 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเลอย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. 12.1.8 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ 12.1.9 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุการณ์หกรั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3 12.1.10 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลง ของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด 12.1.11 กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบต่อชายฝั่ง จะต้องแจ้งประสานเริ่มต้นดำเนินการในขั้นตอนต่างๆ ได้แก่ ▪ การทำความสะอาดบริเวณชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ ▪ การฟื้นฟูทรัพยากรและสิ่งแวดล้อม ▪ การดำเนินการตามแผนการชดเชยต่อความเสียหายที่เกิดขึ้น	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 5.1-6: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการเจาะหลุมผลิต (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
13.การหลั่งไหลของ สารเคมี และโคลนที่ใช้ ในการเจาะ	13.1ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ต่อสิ่งแวดล้อมในทะเล จากการหลั่งไหลของ สารเคมี และโคลนช่วยเจาะ	13.1.1 จัดเก็บสารเคมี และโคลนเจาะในพื้นที่ที่จัดเตรียมไว้โดยเฉพาะ และในปริมาณที่เหมาะสมกับขนาดและ ลักษณะของพื้นที่จัดเก็บในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 13.1.2 จัดเตรียมแผนสำหรับตอบสนองกรณีการหลั่งไหลของสารเคมี โดยครอบคลุมถึงการหลั่งไหล ของโคลนเจาะ และสารเคมีที่เป็นองค์ประกอบของโคลนเจาะ 13.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดกรณีการหลั่งไหลของสารเคมีไว้ในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งาน สารเคมี เช่น วัสดุดูดซับสารเคมีที่หลั่งไหล และภาชนะบรรจุวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วเพื่อรอการส่งไปกำจัด	<ul style="list-style-type: none"> ■ แท่นเจาะที่ใช้ ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.

5.1.4 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงาน ในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม

มาตรการฯ สำหรับการดำเนินงานในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม จะครอบคลุมการดำเนินงานเพื่อการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่โครงการอาทิตย์ทั้งหมด ตลอดการดำเนินงานจนถึงสิ้นสุดระยะเวลาของสัมปทาน ทั้งนี้ เพื่อใช้สำหรับป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมด้านต่างๆ และสำหรับลดโอกาสในการเกิดเหตุการณ์ไม่ปกติ พร้อมทั้งการตอบสนองต่อเหตุการณ์ไม่ปกติ ซึ่งกำหนดขึ้นโดยนำมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 (เฉพาะมาตรการฯ ส่วนที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม) และโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 มาพิจารณาทบทวน เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องกับแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงในตารางที่ 5.1-7 โดยแสดงข้อมูลส่วนที่เป็นสาระสำคัญของการเปลี่ยนแปลงเป็น “ตัวอักษรสีน้ำเงิน” โดยสามารถสรุปเป็นมาตรการฯ ที่จะนำมาใช้สำหรับการดำเนินงานในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงในตารางที่ 5.1-8

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
1. สภาพภูมิอากาศและ คุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจาก การปล่อยมลสารทางอากาศของ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าและ เครื่องยนต์ในพื้นที่ปฏิบัติงาน นอกชายฝั่ง และเรือที่ใช้ใน การปฏิบัติงาน	<ul style="list-style-type: none">■ ประเมินการอนุรักษ์แหล่งทรัพยากร การใช้ พลังงานและเชื้อเพลิง อย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับสิ่งอำนวยความสะดวกและ กระบวนการต่างๆ ที่จะมีการปรับปรุงหรือ จัดทำขึ้นใหม่หรือจัดซื้อใหม่■ ต้องแน่ใจว่าเครื่องมือ เครื่องจักร และระบบ เผาไหม้ ทำงานอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด■ ปฏิบัติตามขั้นตอนการดำเนินงานและการใช้ เครื่องมือ เครื่องจักร และอุปกรณ์■ ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องจักรและ เครื่องยนต์ต่างๆ ให้มีประสิทธิภาพที่ดี และ มีการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ เพื่อลดการเกิดมลพิษ ให้มากที่สุด■ บันทึกปริมาณก๊าซที่เผา	<ul style="list-style-type: none">■ จัดทำและดำเนินการตามแผนบำรุงรักษา เชิงป้องกันสำหรับ เครื่องกำเนิดไฟฟ้าบนแท่น หลุมผลิต เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้■ ลดการรั่วไหลของมลสารที่เล็ดลอดออกมาโดย เลือกใช้ตัว อุปกรณ์ประกอบท่อ ปะเก็น และระบบป้องกันการรั่วซึมอย่างเหมาะสม■ กำหนดให้มีการตรวจจับการรั่วไหลของมลสาร และการซ่อมบำรุงไว้ในแผนการบำรุงรักษา	2.6.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนการ บำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับ เครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ที่ใช้ใน การปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อ รักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ นอกจากนี้ได้กำหนดมาตรการติดตามตรวจสอบ ผลกระทบในหัวข้อที่ 5.2.3
			<ul style="list-style-type: none">■ สนับสนุนกิจกรรมต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ การส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ และสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่ช่วยลด ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่ บรรยากาศ	1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการ พื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และ วัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการ ถอนสมอและการเกิดสมอเกาพื้น ท้องทะเลอาจทำให้บริเวณสภาพ พื้นที่ท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">■ ห้ามลากสมอบนพื้นทะเลบริเวณพื้นที่ โครงการฯ	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	2.1.1 ทิ้งสมอเรือ หรือผูกเรือในพื้นที่ที่กำหนดไว้ เท่านั้น 2.1.2 ทิ้งสมอเรือใหม่นั้นคง และตรวจสอบตำแหน่ง ของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อ ตรวจพบว่าสมอเรือเกากับพื้นท้องทะเลให้ ดำเนินการทิ้งสมอเรือใหม่

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการ อุปโภคบริโภค	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามขั้นตอนดำเนินงานและกฎ ข้อบังคับต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ (1) พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514 (2) ขั้นตอนการดำเนินงานของ ปตท.สผ. (3) MARPOL 73/78 ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ในกรณีที่ไม่มียุทธศาสตร์บำบัดน้ำเสีย สุขาภิบาล สำหรับบำบัดสิ่งขับถ่าย ทางโครงการต้องเก็บสิ่งขับถ่ายไว้ในถัง เก็บที่เหมาะสม แล้วส่งไปยังผู้รับกำจัด ที่ได้รับอนุญาต เพื่อนำไปกำจัดต่อไป บำบัดน้ำเสียสุขาภิบาล (sewage) ด้วย อุปกรณ์ที่ได้รับการรับรองตาม ข้อกำหนดของ MARPOL 73/78 ก่อน ระบายลงสู่ทะเลโดยกำหนดให้มีเกณฑ์ ของน้ำที่ผ่านการบำบัดก่อนปล่อยลงสู่ ทะเลตามมติคณะกรรมการคุ้มครอง สิ่งแวดล้อมทางทะเล (Marine Environment Protection Committee) ฉบับที่ MEPC.2 (VI) 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>2.2.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตาม ข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของ พระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้าม การเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้ยับยั้ง สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเล ภายในน่านน้ำไทย</p> <p>2.2.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตาม ข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่าง ประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL 73/78) ในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และ ได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและ น้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำ ปนเปื้อนน้ำมันของเรือที่ ใช้ในการปฏิบัติงาน	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>2.3.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตาม ข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และ ภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78 ที่เกี่ยวข้องกับ อุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจาก การปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรอง น้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำใน ห้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book) <p>2.3.2 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับ การตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบ ถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียใน ภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไข ดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจาก กรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมา โดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วน ในล้านส่วน

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำ ปนเปื้อนน้ำมันแท่น หลุมผลิต และกลุ่มแท่น ศูนย์กลางการผลิต	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none"> ■ ตรวจสอบอุปกรณ์และการหกหล่น/รั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน บริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน และบริเวณคาดฟ้าของแท่นหลุมผลิต เพื่อป้องกันการปนเปื้อนของน้ำมันและสารเคมีลงทะเลในกรณีที่เกิด ■ หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมัน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาด แล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียอันตราย ■ รวบรวมน้ำปนเปื้อนน้ำมันไว้ที่ถังกักเก็บ (Sump Tank หรือ Open Drain Tank) ซึ่งจะทำหน้าที่แยกน้ำและน้ำมันออกจากกันโดยน้ำมันที่แยกได้ จะส่งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตเช่นเดียวกับผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมจากหลุมผลิต ■ บำรุงรักษาถังรวบรวมน้ำปนเปื้อน (Sump Tank หรือ Open Drain Tank) ให้อยู่ในสภาพดี 	<p>2.4.1 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียในภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรอการนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.4.2 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันในพื้นที่ปฏิบัติงาน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาดแล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.4.3 รวบรวมน้ำที่ระบายออกจากพื้นที่ซึ่งมีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้กลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หรือรวบรวมน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้ส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อไม่ให้มีการระบายทิ้งน้ำปนเปื้อนน้ำมันลงสู่ทะเลโดยตรง</p> <p>2.4.4 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ ในระบบระบายน้ำทั้งในระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) และระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system)</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอภิตยระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอภิตยระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำจาก กระบวนการผลิต	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none"> น้ำจากกระบวนการผลิตทั้งหมดที่เกิดขึ้นที่แท่นผลิตอภิตย จะถูกรวบรวมไปอัดกลับลงหลุมอัดน้ำกลับในพื้นที่โครงการอภิตย โดยไม่มีการระบายลงทะเล 	<p>2.5.1 จัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นโดยไม่มีการระบายลงทะเล ด้วยการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมด</p> <p>2.5.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ในระบบอัดน้ำกลับ และหลุมอัดน้ำกลับ</p> <p>2.5.3 จัดเตรียมอุปกรณ์สำรองที่สำคัญในระบบอัดน้ำกลับไว้ เพื่อให้สามารถรักษาขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำไว้ให้เหมาะสมกับอัตราการเกิดของน้ำจากกระบวนการผลิตอยู่เสมอ</p> <p>2.5.4 ในกรณีที่เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักไม่สามารถใช้งานได้ ให้ใช้เครื่องสูบน้ำอัดกลับสำรองแทน พร้อมทั้งซ่อมแซมเครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักให้สามารถทำงานได้ตามปกติ</p> <p>2.5.5 บันทึกข้อมูลปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดเป็นรายวัน พร้อมทั้งวิธีการจัดการ</p> <p>2.5.6 จัดให้มีและดำเนินการตามแผนตรวจสอบข้อมูลหลุมอัดน้ำกลับ เพื่อใช้ประเมินความสามารถในการรองรับน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจริง</p> <p>2.5.7 กรณีที่มีน้ำจากกระบวนการผลิตสูงกว่าปริมาณสูงสุดที่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตสามารถรองรับได้ จะปรับลดปริมาณการผลิตจากหลุมผลิตที่มีสัดส่วนของน้ำในปิโตรเลียมสูง เพื่อรักษาอัตราการเกิดน้ำจากกระบวนการผลิตไม่ให้สูงเกินขีดความสามารถในการรองรับของระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต</p> <p>2.5.8 ในกรณีที่ไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ จะดำเนินการแก้ไขเหตุการณ์ตามแผนที่เสนอไว้ต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยจะหยุดการผลิตชั่วคราวจนกว่าจะสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตได้โดยไม่มีการระบายลงทะเล</p>

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอภิตย แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.6 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอย ทั่วไปและของเสีย อันตราย	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามขั้นตอนดำเนินงานและกฎข้อบังคับต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับ <ol style="list-style-type: none"> (1) พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514 (2) ขั้นตอนการดำเนินงานของ ปตท.สผ. (3) MARPOL 73/78 ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ขยะมูลฝอยและเศษอาหาร จะเก็บไว้แล้วจึงส่งไปผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาตเพื่อนำไปกำจัดต่อไป โดยหากจำเป็น จะทำการบดอาหารให้เล็กกว่า 25 มม.ก่อนปล่อยทิ้งตามข้อกำหนด MARPOL 73/78 คัดแยกของเสียที่สามารถย่อยสลายได้และของเสียอันตราย แล้วเก็บไว้ในถังบรรจุที่เหมาะสม และติดฉลากเพื่อส่งไปยังผู้รับกำจัดที่ได้รับอนุญาต เพื่อนำไปกำจัดต่อไป แยกจัดเก็บวัตถุอันตราย ของเสียอันตรายของเสียไม่อันตราย และน้ำมันเชื้อเพลิงในถังบรรจุและสถานที่ที่เหมาะสม พร้อมทั้งติดฉลากให้ชัดเจน ตลอดจนมีการตรวจความเรียบร้อย เพื่อป้องกันความเสียหายเนื่องจากการรั่วไหลอย่างสม่ำเสมอ จัดจ้างผู้รับเหมาที่มีใบอนุญาตและเชื่อถือได้ ในการขนย้ายวัตถุอันตราย ของเสียอันตราย วัตถุกำมันตรังสี และของเสียไม่อันตราย 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>2.6.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.6.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p> <p>2.6.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p> <p>2.6.4 ตรวจสอบสถานะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.6 (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามระบบติดตาม รวมทั้งเอกสารกำกับการณ์ขนส่งวัตถุอันตราย ต้องแน่ใจว่า ผู้ปฏิบัติงานมีคุณสมบัติเหมาะสมกับงานที่ปฏิบัติ 	(ต่อ)	<p>2.6.5 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา</p> <p>2.6.6 จัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งจนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.6.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตรายตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องระบบเอกสารกำกับการณ์ขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 ผลกระทบต่อเนื้อที่ อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิต ที่อาศัยในน้ำทะเล เนื่องจากการ เปลี่ยนแปลงของ คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดิน ตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพน้ำทะเล ตะกอนพื้นที่ท้องทะเล 	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่ง เกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำ ทะเล 	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับ ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดิน ตะกอนพื้นที่ท้องทะเล (ข้อ 2.1-2.6)
	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการแล่นเรือ และ การผลิตปิโตรเลียมอาจ รบกวนสัตว์เลี้ยงลูกด้วย นมในทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ ตามระยะเวลาการซ่อมบำรุงอย่าง สม่ำเสมอ เพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์ที่ใช้ใน การดำเนินงาน มีประสิทธิภาพสูงสุด 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	3.2.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์ และเครื่องจักรต่างๆ ที่ ใช้งานโดยดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน สำหรับเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ เพื่อรักษา ประสิทธิภาพในการทำงานให้ได้อยู่เสมอ

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
นกทะเล	ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ต่อนกทะเล เนื่องจากควัน และเปลวไฟจากการเผา ก๊าซทิ้ง	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามมาตรการด้านคุณภาพอากาศ 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้</p> <p>หมายเหตุ: มาตรการที่กำหนดใช้ในโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 เป็นมาตรการที่กำหนดไว้แล้วในประเด็นผลกระทบด้านคุณภาพอากาศ และการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ</p>
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น ต่อเครื่องมือประมง และ การทำประมง	<ul style="list-style-type: none"> แจ้งหน่วยงานที่รับผิดชอบ และให้รายละเอียดเกี่ยวกับเวลาและสถานที่ดำเนินการ จัดกิจกรรมเพื่อให้ความรู้ความเข้าใจต่อชุมชนเกี่ยวกับโครงการฯ โดยดำเนินการร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินการตามแผนการจ่ายค่าชดเชยการรื้อถอนซั้ง ปล่อยสัตว์น้ำวัยอ่อนร่วมกับโครงการปลูกป่าชายเลนอย่างน้อยปีละครั้ง โดยพิจารณาขอคำปรึกษาจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อกำหนดชนิด ช่วงอายุ จำนวน และช่วงเวลาดำเนินการที่เหมาะสม 	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยจะต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนและให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม สนับสนุนกิจกรรมเพื่อสังคมต่างๆ ที่เกี่ยวกับการส่งเสริมหรืออนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม หรือกิจกรรมอื่นๆ ที่เป็นประโยชน์ต่อชุมชนในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง โดยเฉพาะกลุ่มประมง เช่น การปล่อยพันธุ์สัตว์น้ำ การปลูกป่าชายเลน การส่งเสริมการพัฒนาอาชีพ และการให้ความรู้ที่เกี่ยวข้องกับการประกอบอาชีพ เป็นต้น 	<p>4.1.1 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้</p> <p>4.1.2 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ</p> <p>4.1.3 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมง ต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย</p> <p>4.1.4 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ</p> <p>4.1.5 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี และสงขลา เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
4. การประมง (ต่อ)	4.1 (ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	4.1.6 เข้าพบผู้นำของกลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ	<ul style="list-style-type: none"> กำหนดเขตหวงห้ามหรือเขตปลอดภัยที่เหมาะสมโดยรอบพื้นที่ดำเนินงานในทะเล (รัศมี 500 ม.) เพื่อป้องกันอุบัติเหตุจากการชนของเรือประมง เรือโดยสาร หรือเรือบรรทุก ที่สัญจรไปมา ที่อาจเกิดขึ้นกับแท่นเจาะและเรือสนับสนุน ปฏิบัติตามกฎข้อบังคับต่างๆ ทั้งของประเทศไทยและองค์การทะเลระหว่างประเทศ (IMO) ในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการเดินเรือ และความปลอดภัยสำหรับกิจกรรมการเดินเรือ จัดให้มีช่องทางการสื่อสารกับเรือประมง เรือสินค้า หรือเรืออื่นๆ ที่เข้ามาในพื้นที่ให้ทราบถึงจุดติดตั้งแท่นและแนวท่อ 	<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีเรือสนับสนุนคอยแจ้งเตือนเรือประมงและเรือพาณิชย์ ที่อาจมีทิศทางการเคลื่อนที่เข้ามาในรัศมี 500 เมตร รอบแท่นหลุมผลิต ติดตั้งสัญญาณไฟบนแท่นหลุมผลิตเพื่อระบุ/แจ้งตำแหน่งของ แท่นหลุมผลิต พร้อมทั้งจัดให้มีการตรวจสอบระบบสัญญาณไฟที่ติดตั้งไว้ให้อยู่ในสภาพที่ใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดระยะเวลาดำเนินงาน 	<p>5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1)</p> <p>5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ติดตั้งโคมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้ชัดเจน
	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา จะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ รับเรื่องร้องเรียนและจัดการอย่างเหมาะสม ▪ จัดกิจกรรมเพื่อให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงการอย่างสม่ำเสมอ 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p> <p>6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำกัดความเร็วการขับขีรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ▪ ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มีดัดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ▪ ผู้ขับขีรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ▪ ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ <p>6.1.3 เข้าพบผู้นำชุมชนรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
7. สุขภาพของ ประชาชน และการ ให้บริการด้าน สุขภาพ	7.1 ความกังวลต่อผลกระทบ ทางสุขภาพของ ประชาชนบริเวณพื้นที่ รอบฐานสนับสนุนบ่อบังคับ	<ul style="list-style-type: none"> ▪ รับเรื่องร้องเรียนและจัดการอย่างเหมาะสม ▪ จัดกิจกรรมเพื่อให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับโครงการอย่างสม่ำเสมอ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ สนับสนุนให้มีการตรวจสอบสุขภาพของชุมชนรอบฐานสนับสนุนบ่อบังคับ ผ่านกิจกรรมเพื่อสังคมของ ปตท.สผ. เช่น โครงการ ปตท.สผ. รักสุขภาพ ซึ่งมีดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบัน ▪ จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนผลกระทบที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ โดยให้ตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียน โดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งดำเนินการแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม 	7.1.1. ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบกข้อ 6.1
	7.2 ผลกระทบต่อการเพิ่ม ภาระการให้บริการด้าน สุขภาพของหน่วยงาน สาธารณสุขในพื้นที่ จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็น ที่ตั้งของ ฐานสนับสนุน บ่อบังคับของโครงการฯ กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ ปกติและมีพนักงาน ได้รับบาดเจ็บ และกรณี การเจ็บป่วยและ บาดเจ็บของพนักงานใน ระหว่างปฏิบัติงาน	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	7.2.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงาน และอุบัติเหตุจากการทำงาน	<ul style="list-style-type: none"> ปฏิบัติตามขั้นตอนดำเนินงาน กฎข้อบังคับต่างๆ และนโยบายด้านสุขภาพอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมของ ปตท.สผ.และ/หรือ ผู้รับเหมา ปฏิบัติตามคำแนะนำของผู้ผลิตในการติดตั้งและใช้งาน เครื่องมือเครื่องจักร และอุปกรณ์ จัดทำระบบการติดต่อสื่อสารที่เหมาะสม จัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัย เคมีภัณฑ์ (SDS) สำหรับวัตถุอันตรายทุกชนิด อยู่ในบริเวณที่ปฏิบัติงาน ปฏิบัติตามแผนงานบำรุงรักษาอุปกรณ์และเครื่องมือเครื่องจักร ให้ทำงานอย่างมีประสิทธิภาพ 	<ul style="list-style-type: none"> จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น จัดให้บริเวณพื้นที่ทำงาน มีแสงสว่างเพียงพอและมีการระบายอากาศที่ดี เป็นต้น ติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย มีป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ป้องกันเสียงในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงานที่ใกล้กับแหล่งกำเนิดเสียงที่มีเสียงดัง จัดให้มีที่ล้างตาในบริเวณพื้นที่จัดเก็บและใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม จัดหาน้ำดื่มและผ้าเย็นไว้ในบริเวณพื้นที่ปฏิบัติงาน เพื่ออำนวยความสะดวกให้กับพนักงานที่ปฏิบัติงาน จำกัดช่วงเวลาการปฏิบัติงานเฉพาะช่วงกลางวัน แต่หากจำเป็นต้องทำงานในช่วงกลางคืน ให้จัดเตรียมอุปกรณ์ส่องสว่างให้เพียงพอต่อการปฏิบัติงาน 	<p>8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสนทนากาที่ที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อ และอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับการปฏิบัติงานแต่ละประเภทอย่างเพียงพอ รวมทั้งติดตั้งป้ายเตือนการใช้อุปกรณ์ความปลอดภัยส่วนบุคคล ▪ กำหนดให้ปฏิบัติตามลักษณะท่าทางในการทำงานที่ถูกต้อง ▪ กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้องและเหมาะสมกับประเภทของงาน ▪ กำหนดให้พนักงานสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันเสียงตลอดเวลาที่ปฏิบัติงานในบริเวณที่มีเสียงดัง ▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ป้องกันเสียงที่เหมาะสม ได้แก่ ครอบหูลดเสียง (Ear Muffs) หรือปลั๊กอุดเสียง (Ear Plugs) ซึ่งสามารถลดระดับเสียงที่พนักงานได้รับให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด โดยให้มีจำนวนที่เพียงพอกับจำนวนพนักงาน ▪ จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันความร้อน และกำหนดให้พนักงานสวมชุดที่สามารถระบายความร้อนได้ดี ▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล เพื่อช่วยปฐมพยาบาลพนักงานที่อาจหมดสติระหว่างปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานที่มีความร้อนสูง ▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาลเบื้องต้นไว้บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ ▪ ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ และระบบใบอนุญาตในการทำงาน (Permit to Work) เป็นต้น 	<p>8.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และบุคลากรทางการแพทย์ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> จำกัดระยะเวลาการทำงานในพื้นที่ปฏิบัติงานที่เสี่ยงต่อความร้อนสูงหรือมีค่าความร้อนเกินเกณฑ์ที่กำหนดในประกาศกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2549 สำหรับบริเวณที่มีลักษณะหรือประเภทของงานเป็นปานกลางได้กำหนดค่ามาตรฐานไว้ที่ 32 องศาเซลเซียส 	<p>8.1.3 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดได้ตามกฎกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง</p> <p>8.1.4 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน</p>
			<ul style="list-style-type: none"> จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม 	8.1.5 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม
			<ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ 	8.1.6 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ
			<ul style="list-style-type: none"> จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ 	8.1.7 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ
			<ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา 	8.1.8 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	(ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปี ซึ่งครอบคลุมการตรวจวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในทะเล 	<p>8.1.9 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. อนุมัติ ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.10 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง</p>
			<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้ทีมผู้วัดผลการปฏิบัติงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย รวมทั้งดำเนินการทบทวนสถิติด้านความปลอดภัยเป็นประจำทุกเดือน 	8.1.11 จัดให้ทีมผู้วัดผลการปฏิบัติงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย รวมทั้งดำเนินการทบทวนสถิติด้านความปลอดภัยเป็นประจำทุกเดือน
			<ul style="list-style-type: none"> ■ จัดให้มีการตรวจประเมิน (Audit) ด้านความปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ เช่น การรายงานและสอบสวนเหตุการณ์อุบัติเหตุที่เกิดขึ้น การทบทวนกฎเกณฑ์ด้านความปลอดภัย การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยและการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน เป็นต้น รวมทั้งการบ่งชี้ความเสี่ยงและการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับความเสี่ยงและการป้องกันแก่ผู้ปฏิบัติงานทุกระดับ ตั้งแต่พนักงานระดับปฏิบัติการจนถึงผู้บริหาร 	8.1.12 จัดให้มีการตรวจประเมิน (Audit) ด้านความปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ เช่น การรายงานและสอบสวนเหตุการณ์อุบัติเหตุที่เกิดขึ้น การทบทวนกฎเกณฑ์ด้านความปลอดภัย การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยและการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน เป็นต้น รวมทั้งการบ่งชี้ความเสี่ยงและการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับความเสี่ยงและการป้องกันแก่ผู้ปฏิบัติงานทุกระดับ ตั้งแต่พนักงานระดับปฏิบัติการจนถึงผู้บริหาร

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 (ต่อ)	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>8.1.13 ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับหรือตรวจวัดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นผลิตอาทิตย์ (APP) และแท่นหลุมผลิตที่เป็นที่ตั้งของอุปกรณ์ในระบบ CCS เพื่อเฝ้าระวังกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ โดยให้แจ้งเตือนเมื่อมีปริมาณก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศตั้งแต่ 5,000 ส่วนในล้านส่วน โดยปริมาณขึ้นไป เพื่อให้พนักงานที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าวรับทราบ และดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ ที่กำหนดไว้</p> <p>8.1.14 จัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยหายใจสำหรับการหนีภัยฉุกเฉิน (Emergency Escape Breathing Device หรือ EEBD) ที่มีการออกแบบและทดสอบประสิทธิภาพตามมาตรฐาน ISO 23269-1:2008 หรือเทียบเท่า ให้สามารถใช้งานได้ อย่างน้อย 15 นาที ไว้ในตำแหน่งที่เหมาะสมตามเส้นทาง การอพยพที่กำหนดไว้ โดยพิจารณาจำนวนให้เพียงพอ สำหรับผู้ปฏิบัติงาน และกำหนดให้ใช้ EEBD ทันทีที่ เครื่องตรวจจับก๊าซแบบพกพา แสดงค่าก๊าซ CO₂ ตั้งแต่ 40,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาณขึ้นไป</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
9. กรณีการโดนกัน ของเรือ และเรือชน กับโครงสร้างใน ทะเลเพื่อการผลิต ปิโตรเลียมของ โครงการฯ	9.1 ความเสียหายต่อ สิ่งติดตั้ง เรือและ ทรัพย์สิน และ ผลกระทบที่อาจ เกิดขึ้นโดยตรงต่อ พนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือ เสียชีวิต	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ ▪ จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ▪ จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที ▪ จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ 	<p>9.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>9.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>9.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>9.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>
10. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	10.1 ผลกระทบที่อาจ เกิดขึ้นโดยตรงต่อ พนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือ เสียชีวิต	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ปฏิบัติตามแผนระงับเหตุฉุกเฉินการเกิดพายุไต้ฝุ่น ที่ประกอบด้วย การติดตามตรวจสอบโอกาสเกิดพายุไต้ฝุ่น การอพยพผู้ปฏิบัติงาน และขั้นตอนการฝึกอบรม 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่น ▪ ฝึกซ้อมการอพยพและตอบสนองตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง ▪ ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศและโอกาสการเกิดพายุไต้ฝุ่นอย่างสม่ำเสมอ 	<p>10.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี</p> <p>10.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
11. กรณีการหก รั่วไหลของ ปิโตรเลียมลงสู่ ทะเล	11.1 การรั่วไหลของ ปิโตรเลียมใน ระหว่างขนส่งผ่าน ท่อขนส่งใต้ทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ใช้ท่อหรือสายส่งที่เหมาะสม ติดตั้งวาล์วควบคุม และทดสอบ แรงดันก่อนการใช้งาน 	<ul style="list-style-type: none"> ตรวจสอบท่อขนส่งใต้ทะเลอย่างสม่ำเสมอตามแผนงาน บำรุงรักษาเชิงป้องกันของโครงการฯ 	<p>11.1.1 จัดเตรียมและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษา เชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสภาพภายนอกและ ตำแหน่งของแนวท่อขนส่งใต้ทะเล</p> <p>11.1.2 ตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันการกัดกร่อน ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ</p> <p>11.1.3 ตรวจสอบและการทำความสะอาดท่อขนส่งใต้ทะเลด้วย กระสวย (Pipeline Inspection Gauges หรือ PIG) อย่างต่อเนื่องตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน</p> <p>11.1.4 ตรวจสอบความดันในเส้นท่ออย่างต่อเนื่องจาก ห้องควบคุมกลาง และระบบการแจ้งเตือนเมื่อมีระดับ ที่ไม่ปกติ</p> <p>11.1.5 ติดตั้งและตรวจสอบการทำงานของวาล์วปิดอัตโนมัติ ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ</p>
	11.2 การรั่วไหลของ ปิโตรเลียมจาก อุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<ul style="list-style-type: none"> การออกแบบ Separator ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ ASME section VIII Division 1 หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า ติดตั้งวาล์วระบายความดัน (Pressure Relief Valve) หรือ วาล์วนิรภัย เพื่อระบายความดันภายในอุปกรณ์ ติดตั้งวาล์วหยุดการรั่วไหล (Shutdown Valve) ก่อนเข้า และหลังเข้าอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะหยุดการลำเลียง ปิโตรเลียมทันทีเมื่อพบการรั่วไหลของปิโตรเลียม เพื่อลดปริมาณการรั่วไหลของปิโตรเลียมออกสู่สิ่งแวดล้อม ให้น้อยที่สุด ตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ต่างๆ ก่อนใช้งานเพื่อป้องกันการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้น 	<p>11.2.1 การออกแบบ Separator ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ ASME section VIII Division 1 หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า</p> <p>11.2.2 ติดตั้งวาล์วระบายความดัน (Pressure Relief Valve) หรือวาล์วนิรภัย เพื่อระบายความดันภายในอุปกรณ์</p> <p>11.2.3 ติดตั้งวาล์วหยุดการรั่วไหล (Shutdown Valve) ก่อนเข้า และหลังเข้าอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะหยุดการลำเลียง ปิโตรเลียมทันทีเมื่อพบการรั่วไหลของปิโตรเลียม เพื่อลด ปริมาณการรั่วไหลของปิโตรเลียมออกสู่สิ่งแวดล้อมให้ น้อยที่สุด</p> <p>11.2.4 ตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ต่างๆ ก่อนใช้งานเพื่อ ป้องกันการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้น</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
11. กรณีการหก รั่วไหลของ ปิโตรเลียมลงสู่ ทะเล (ต่อ)	11.3 ผลกระทบที่อาจ เกิดขึ้นจากกรณี การหกรั่วไหลของ ปิโตรเลียมจาก พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่ง	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดเรือออกลาดตระเวนเป็นระยะ เพื่อสังเกตการณ์การรั่วไหลหรือเหตุที่อาจทำให้เกิดการรั่วไหล ▪ ฝึกอบรมการรับมือตามแผนจัดการภาวะวิกฤติและภาวะฉุกเฉินและแผนรองรับเหตุการณ์หกรั่วไหลของปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน ▪ ปฏิบัติตามแผนจัดการภาวะวิกฤติและภาวะฉุกเฉิน ▪ ปฏิบัติตามแผนป้องกันและระงับการรั่วไหล ▪ จัดเตรียมอุปกรณ์ทำความสะอาดและระงับเหตุหกรั่วไหล 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดให้มีเรือสนับสนุนตรวจสอบในบริเวณพื้นที่โครงการฯ อย่างสม่ำเสมอ เพื่อเฝ้าระวังการรั่วไหลของน้ำมัน และเหตุที่อาจทำให้เกิดการรั่วไหล ▪ จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลของน้ำมันลงสู่ทะเล เพื่อตอบสนองต่อเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลระดับที่ 1 ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง และฐานสนับสนุนบนฝั่ง โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ ▪ ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีน้ำมันหกรั่วไหลรวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์น้ำมันหกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3 ▪ จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์น้ำมันหกรั่วไหลอย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง สำหรับผู้ปฏิบัติงานของบริษัทฯ 	<p>11.3.1 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหลลงสู่ทะเล อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ.</p> <p>11.3.2 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการหกรั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ</p> <p>11.3.3 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีหกรั่วไหลรวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์หกรั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3</p> <p>11.3.4 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
11. กรณีการหก รั่วไหลของ ปิโตรเลียมลงสู่ ทะเล (ต่อ)	11.3 ผลกระทบที่อาจ เกิดขึ้นจากกรณี การหกรั่วไหลของ ปิโตรเลียมจาก พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่ง (ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	<p>11.3.5 กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบถึงชายฝั่ง โครงการฯ ต้องดำเนินการ ดังนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการชดเชยความเสียหายต่อผู้ที่ได้รับ ความเสียหายที่ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าได้รับผลกระทบ จากเหตุการณ์ดังกล่าว โดยมีหน่วยงานราชการ หรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมพิจารณาและเป็นพยาน และ/หรือ ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและ เคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด ▪ ต้องรับผิดชอบการทำมาสะอาดและฟื้นฟูชายฝั่ง ที่ได้รับผลกระทบ พร้อมทั้งติดตามตรวจสอบคุณภาพ สิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ได้รับผลกระทบอย่างต่อเนื่อง จนกว่าจะกลับคืนสู่สภาพปกติ ตามระเบียบ สำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำ เนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอภิไทย์ระยะที่ 1	มาตรการที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอภิไทย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
12.กรณีการเกิดอัคคีภัย และการระเบิด	12.1ความเสียหายที่อาจ เกิดขึ้นต่อทรัพย์สิน ได้แก่ โครงสร้างในทะเล เพื่อการผลิตปิโตรเลียม เครื่องจักร และอุปกรณ์ รวมถึงผลกระทบ ที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อ พนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บหรือ เสียชีวิต	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>12.1.1 นำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้สำหรับ การออกแบบโครงสร้างในทะเลเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตรายต่อพนักงาน สิ่งแวดล้อมและทรัพย์สิน ได้แก่ การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ การออกแบบโครงสร้าง การวางผังองค์ประกอบ การลดแหล่งกำเนิดของการท รั่วไหล การจำแนกพื้นที่เพื่อควบคุมการติดไฟ การออกแบบระบบระบายอากาศ การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์</p> <p>12.1.2 จัดเตรียมระบบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ระบบตรวจสอบและลดความดัน ระบบเผาก๊าซ ระบบระบายน้ำและการป้องกัน กรณีมีการรั่วไหล ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด ให้มีความเหมาะสมและเพียงพอ และปฏิบัติ ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐาน ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p> <p>12.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงาน นอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนด ของ IMO และ SOLAS</p> <p>12.1.4 จัดให้มีระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และ ระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น</p> <p>12.1.5 จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุม เพลิงไหม้กรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตาม ข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p> <p>12.1.6 ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งที่เกี่ยวข้องและ ไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิต ตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐาน ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิด อัคคีภัย</p>

ตารางที่ 5.1-7: การเปรียบเทียบมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	มาตรการ ที่ได้รับความเห็นชอบ ของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลง
12.กรณีการเกิดอัคคีภัย และการระเบิด (ต่อ)	12.1 (ต่อ)	(ต่อ)	(ต่อ)	<p>12.1.7 ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุม ป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่ อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้อง</p> <p>12.1.8 จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่าง จากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน</p> <p>12.1.9 ห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยจัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่ เหมาะสม</p> <p>12.1.10 ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจ การใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตาม แผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด</p> <p>12.1.11 จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือ ผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ</p>
13.กรณีการรั่วไหลของ ก๊าซ CO ₂ จากหลุม อัดกลับและชั้นหิน กักเก็บก๊าซ CO ₂	13.1 การรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ จากหลุมอัดกลับก๊าซ และชั้นหินกักเก็บอาจ ส่งผลกระทบต่อ สิ่งแวดล้อม	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>13.1.1 ออกแบบหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ให้มีชั้นป้องกันสองชั้นที่ไม่ขึ้นต่อกัน (Double barriers) และเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของก๊าซ CO₂</p> <p>13.1.2 หลังจากการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ตามที่ออกแบบไว้แล้วเสร็จ ให้ ดำเนินการสำรวจสภาพของหลุมด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging) เพื่อยืนยันความสมบูรณ์ของท่อกรุและการอัดซีเมนต์ ก่อนใช้งาน และ ดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ให้อยู่ในสภาพดีตลอด อายุการใช้งาน</p> <p>13.1.3 ติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (Measurement, Monitoring and Verification หรือ MMV) ภายในหลุมอัดกลับก๊าซ CO₂ ตั้งแต่นั้นขั้นตอน การเตรียมหลุมตามที่ได้ออกแบบไว้</p>

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
1. สภาพภูมิอากาศ และคุณภาพอากาศ	1.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการปล่อยมลสารทางอากาศของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าและเครื่องยนต์ของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	1.1.1 จัดทำและดำเนินการตามแผนการซ่อมบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์ เครื่องกำเนิดไฟฟ้า และเครื่องจักร บนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ เพื่อรักษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ 1.1.2 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.	▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	2.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการถอนสมอและการเกิดสมอเกาพื้นท้องทะเลอาจทำให้รบกวนสภาพพื้นท้องทะเล	2.1.1 ทิ้งสมอเรือ หรือผูกเรือในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น 2.1.2 ทิ้งสมอเรือให้มั่นคง และตรวจสอบตำแหน่งของสมอเรือและเรืออย่างสม่ำเสมอ และเมื่อตรวจพบว่าสมอเรือเกากับพื้นท้องทะเลให้ดำเนินการทิ้งสมอเรือใหม่	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการสิ่งปฏิกูล และน้ำเสียจากการอุปโภคบริโภค	2.2.1 เรือทุกลำที่ใช้ในการปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในมาตรา 119 และ 119 ทวิ ของพระราชบัญญัติการเดินเรือในน่านน้ำไทย พ.ศ. 2456 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 14) พ.ศ. 2535 ซึ่งห้ามการเท ทิ้ง หรือทำด้วยประการใดๆ ให้อับเฉา สิ่งของ สิ่งปฏิกูล ที่จะส่งผลให้เกิดมลภาวะทางน้ำลงในทะเลภายในน่านน้ำไทย 2.2.2 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดของภาคผนวก 4 ของอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยการป้องกันมลภาวะจากเรือ (อนุสัญญา MARPOL73/78) ในประเด็นหลัก เช่น ▪ มีระบบจัดการสิ่งปฏิกูล ที่ได้รับการตรวจสอบ และได้ใบสำคัญรับรองตามข้อกำหนด ▪ การพิจารณาตำแหน่งและวิธีการปล่อยสิ่งปฏิกูลและน้ำทิ้งจากระบบการจัดการสิ่งปฏิกูล	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.
	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการจัดการน้ำปนเปื้อนน้ำมันของเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	2.3.1 เรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด และภาคผนวก 1 ของอนุสัญญา MARPOL73/78 ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์กรองน้ำมัน และการควบคุมการปล่อยทิ้งน้ำมันจากการปฏิบัติงานในประเด็นหลัก เช่น ▪ ได้รับการตรวจและได้รับใบสำคัญรับรองของอุปกรณ์กรองน้ำมันตามข้อกำหนด ▪ วิธีการจัดการน้ำมัน และน้ำปนเปื้อนน้ำมัน เช่น น้ำในห้องเครื่อง ▪ การจัดทำบันทึกการจัดการน้ำมัน หรือปูมน้ำมัน (Oil record book)	▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยวทะเล (ต่อ)	2.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำปนเปื้อน น้ำมันของเรือที่ใช้ใน การปฏิบัติงาน (ต่อ)	<p>2.3.2 น้ำมันที่ได้จากการแยกด้วยอุปกรณ์กรองน้ำมันบนเรือที่มีขนาดตั้งแต่ 400 ตันกรอสส์ขึ้นไป จะต้องเก็บไว้ในถังเก็บเพื่อรอขนส่งไปกำจัดบนฝั่งโดยผู้รับเหมาที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง</p> <p>2.3.3 เรือขนาดเล็กกว่า 400 ตันกรอสส์ ที่ใช้ในการปฏิบัติงานต้องปฏิบัติงาน ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในกฎข้อบังคับการตรวจเรือ (ฉบับที่ 34) พ.ศ. 2551 ลงวันที่ 24 พฤศจิกายน 2551 หรือฉบับล่าสุด โดยเก็บกักน้ำมัน (Oil) หรือสารผสมน้ำมัน (Oily mixture) ไว้ในเรือเพื่อสูบถ่ายออกไปยังสิ่งอำนวยความสะดวกเพื่อรองรับของเสียในภายหลัง หรือสามารถปล่อยทิ้งลงสู่ทะเลได้ภายใต้เงื่อนไขดังต่อไปนี้</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือต้องกำลังเดินทางอยู่ในเส้นทางเดินเรือ ▪ เรือต้องใช้อุปกรณ์ที่ออกแบบตามที่อนุมัติจากกรมเจ้าท่า และปริมาณน้ำมันเจือปนที่ปล่อยออกมาโดยยังมิได้ทำให้เจือจางต้องมีน้ำมันปนอยู่ไม่เกิน 15 ส่วนในล้านส่วน 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ เรือที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
	2.4 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการน้ำปนเปื้อน น้ำมันแท่นหลุมผลิต และ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิต	<p>2.4.1 จัดเก็บน้ำมันที่ใช้แล้วและของเสียที่ปนเปื้อนน้ำมันแยกจากของเสียประเภทอื่น พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายบ่งชี้ชนิดของของเสียในภาชนะบรรจุอย่างชัดเจน เพื่อรอการนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.4.2 หากเกิดการหกรั่วไหลของน้ำมันในพื้นที่ปฏิบัติงาน จะต้องใช้วัสดุดูดซับทำความสะอาดแล้วเก็บวัสดุดูดซับที่ใช้แล้วไว้ในภาชนะบรรจุของเสียอันตรายเพื่อนำไปกำจัดบนฝั่ง</p> <p>2.4.3 รวบรวมน้ำที่ระบายออกจากพื้นที่ซึ่งมีโอกาสปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อแยกน้ำมันออกจากน้ำแล้วส่งน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้กลับเข้าสู่กระบวนการผลิต หรือรวบรวมน้ำมันที่แยกออกจากน้ำได้ส่งไปกำจัดบนฝั่งเช่นเดียวกับของเสียปนเปื้อนน้ำมัน เพื่อไม่ให้เกิดการระบายทั้งน้ำปนเปื้อนน้ำมันลงสู่ทะเลโดยตรง</p> <p>2.4.4 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ในระบบระบายน้ำ ทั้งในระบบระบายน้ำแบบปิด (Closed drain system) และระบบระบายน้ำแบบเปิด (Open drain system)</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท่องเที่ยวทะเล (ต่อ)	2.5 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการ น้ำจากกระบวนการผลิต	<p>2.5.1 จัดการน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นโดยไม่มีการระบายลงทะเล ด้วยการอัดกลับลงหลุมอัดกลับน้ำทั้งหมด</p> <p>2.5.2 จัดทำและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสำหรับอุปกรณ์ในระบบ อัดน้ำกลับ และหลุมอัดน้ำกลับ</p> <p>2.5.3 จัดเตรียมอุปกรณ์สำรองที่สำคัญในระบบอัดน้ำกลับไว้ เพื่อให้สามารถรักษาขีดความสามารถในการอัดกลับน้ำ ไว้ให้เหมาะสมกับอัตราการเกิดของน้ำจากกระบวนการผลิตอยู่เสมอ</p> <p>2.5.4 ในกรณีที่เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักไม่สามารถใช้งานได้ ให้ใช้เครื่องสูบน้ำอัดกลับสำรองแทน พร้อมทั้งซ่อมแซม เครื่องสูบน้ำอัดกลับหลักให้สามารถทำงานได้ตามปกติ</p> <p>2.5.5 บันทึกข้อมูลปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดเป็นรายวัน พร้อมทั้งวิธีการจัดการ</p> <p>2.5.6 จัดให้มีและดำเนินการตามแผนตรวจสอบข้อมูลหลุมอัดน้ำกลับ เพื่อใช้ประเมินความสามารถในการรองรับ น้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นจริง</p> <p>2.5.7 กรณีที่มีน้ำจากกระบวนการผลิตสูงกว่าปริมาณสูงสุดที่ระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตสามารถ รองรับได้ จะปรับลดปริมาณการผลิตจากหลุมผลิตที่มีสัดส่วนของน้ำในปิโตรเลียมสูง เพื่อรักษาอัตราการเกิด น้ำจากกระบวนการผลิตไม่ให้สูงเกินขีดความสามารถในการรองรับของระบบการจัดการน้ำจากกระบวนการผลิต</p> <p>2.5.8 ในกรณีที่ไม่สามารถอัดกลับน้ำจากกระบวนการผลิตได้ จะดำเนินการแก้ไขเหตุการณ์ตามแผนที่เสนอไว้ต่อ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โดยจะหยุดการผลิตชั่วคราวจนกว่าจะสามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตได้ โดยไม่มีการระบายลงทะเล</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่มแท่น ศูนย์กลาง การผลิตอาทิตย์ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพ ดินตะกอน พื้นที่ท้องทะเล (ต่อ)	2.6 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น จากการจัดการมูลฝอยทั่วไป และของเสียอันตราย	<p>2.6.1 จัดทำแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ เสนอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อขออนุมัติก่อนเริ่มดำเนินการตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม ลงวันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2556 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งครอบคลุมขั้นตอนการจัดการของเสียที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การคัดแยกและจัดทำบัญชีรายการของเสียจำแนกตามประเภท และวิธีการจัดการ ▪ การจัดเตรียมภาชนะสำหรับการคัดแยกและจัดเก็บของเสียที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท และมีป้ายบ่งชี้ที่ชัดเจน ▪ การเก็บรักษาเพื่อรอการขนส่งและวิธีการขนส่งที่เหมาะสมกับของเสียแต่ละประเภท ▪ การจ้างผู้ขนส่ง ผู้บำบัดและกำจัด ที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง ▪ การจัดทำรายงานสรุปการจัดการของเสีย <p>2.6.2 ให้บริษัทผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของโครงการฯ ที่ได้รับอนุมัติจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และตรวจสอบการปฏิบัติงานของบริษัทผู้รับเหมาทุกราย</p> <p>2.6.3 ให้คัดแยกเศษอาหารออกจากของเสียอื่นๆ และปล่อยสู่ทะเลด้วยวิธีการที่สอดคล้องกับข้อกำหนดของภาคผนวก 5 ของอนุสัญญา MARPOL 73/78</p> <p>2.6.4 ตรวจสอบภาชนะบรรจุของเสียทั้งของเสียไม่อันตรายและของเสียอันตรายให้อยู่ในสภาพปกติและอยู่ในพื้นที่ที่กำหนดไว้เท่านั้น</p> <p>2.6.5 จัดอบรมเกี่ยวกับการจัดการของเสียที่ถูกต้องให้กับพนักงานและผู้รับเหมา</p>	<p>▪ พื้นที่ปฏิบัติงาน ทุกแห่ง ในโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.
		<p>2.6.6 จัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียสำหรับการขนส่งของเสียทุกชนิด ตั้งแต่ออกจากพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง จนถึงฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา</p> <p>2.6.7 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาจัดการของเสียมีหน้าที่รับผิดชอบจัดทำเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตรายตามข้อกำหนดของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการณ์การขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ. 2547 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2547 หรือฉบับล่าสุด สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p>	<p>▪ พื้นที่จัดการ ของเสีย ของโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
3. สิ่งมีชีวิตในทะเล และระบบนิเวศทางทะเล	3.1 ผลกระทบต่อเนื่องที่อาจเกิดขึ้นต่อสิ่งมีชีวิตที่อาศัยในน้ำทะเลเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของคุณภาพน้ำทะเล ลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล	3.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับผลกระทบต่อคุณภาพน้ำทะเล และลักษณะและคุณภาพดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล (ข้อ 2.1-2.6)	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
	3.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการแล่นเรือ และการผลิตปิโตรเลียมอาจรบกวนสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมในทะเล	3.2.1 ตรวจสอบและบำรุงรักษาเครื่องยนต์ และเครื่องจักรต่างๆ ที่ใช้งานโดยดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันสำหรับเครื่องยนต์และเครื่องจักรต่างๆ เพื่อรักษาประสิทธิภาพในการทำงานให้ดียิ่งขึ้น	▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
4. การประมง	4.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง	<p>4.1.1 จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่เกิดจากการดำเนินโครงการฯ และประชาสัมพันธ์ให้ผู้มีส่วนได้เสียของโครงการฯ ได้รับทราบวิธีการแจ้งเรื่องร้องเรียนที่จัดเตรียมไว้</p> <p>4.1.2 กรณีได้รับเรื่องร้องเรียน ต้องตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด และหากพิสูจน์ได้ว่าเกิดจากการดำเนินงานของโครงการฯ ต้องแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการป้องกันการเกิดซ้ำ</p> <p>4.1.3 ในระหว่างที่ดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ หากมีความเสียหายต่อเครื่องมือประมง ต้องบันทึกหลักฐาน และหากเป็นความเสียหายที่เกิดขึ้นจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการฯ จะต้องทำการตกลงค่าชดเชยอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม โดยมีเจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและ/หรือหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องร่วมด้วย</p> <p>4.1.4 ประชาสัมพันธ์วิธีการติดต่อสื่อสารกับพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้สมาคม/กลุ่มประมงพาณิชย์ในจังหวัดที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ</p> <p>4.1.5 ดำเนินกิจกรรมเพื่อสังคมที่เป็นประโยชน์ต่อกลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ที่เกี่ยวข้องในจังหวัดปัตตานี และสงขลา เช่น กิจกรรมด้านความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม ตามแผนงานของ ปตท.สผ.</p> <p>4.1.6 เข้าพบผู้นำของกลุ่มผู้ประกอบการประมงพาณิชย์ในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องอย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป</p>	▪ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องตามที่ระบุในมาตรการ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
5. การคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำ	5.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ได้เสนอไว้ในประเด็นผลกระทบต่อเครื่องมือประมง และการทำประมง (ข้อ 4.1) 5.1.2 ปฏิบัติตามกฎหมายกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม พ.ศ. 2555 ลงวันที่ 29 มิถุนายน 2555 หรือฉบับล่าสุด ซึ่งมีประเด็นหลัก เช่น <ul style="list-style-type: none"> กำหนดเขตปลอดภัยรัศมี 500 เมตร รอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ และให้มีการแจ้งเตือนเมื่อมีผู้ใดเข้าใกล้เขตปลอดภัย ติดตั้งคอมหรือสัญญาณไฟเพื่อให้มองเห็นโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ได้ชัดเจน 	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
	5.2 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อการคมนาคมขนส่งทางน้ำจากการเข้า-ออกจากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา ของเรือสนับสนุนของโครงการฯ	5.2.1 การนำเรือเข้า-ออก จากท่าเรือที่ฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลาจะต้องปฏิบัติตามระเบียบกรมเจ้าท่าว่าด้วยข้อกำหนด หลักเกณฑ์ การควบคุมและการขอใช้บริการนำร่องรัฐบาลเขตท่าเรือจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2541 ลงวันที่ 10 กันยายน 2541 หรือฉบับล่าสุด	<ul style="list-style-type: none"> เรือสนับสนุนที่ใช้ในการปฏิบัติงาน 	ปตท.สผ.
6. การคมนาคมขนส่งทางบก	6.1 ผลกระทบต่อการคมนาคมขนส่งทางบกที่อาจเกิดจากการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี รวมถึงของเสียจากกิจกรรมของโครงการฯ	6.1.1 ว่าจ้างบริษัทผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้องในการขนส่งของเสียไปจัดการตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 6.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาที่ขนส่งวัสดุอุปกรณ์ สารเคมี และของเสีย ต้องปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฝุ่นละออง เสียงดัง และอุบัติเหตุ เช่น <ul style="list-style-type: none"> จำกัดความเร็วการขับขีรถบรรทุกตามที่กฎหมายกำหนด ปิดคลุมวัสดุอุปกรณ์และสารเคมีที่ขนส่งทางรถบรรทุกด้วยผ้าใบที่มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหล่น และในกรณีที่เป็นการขนส่งท่อหรือวัสดุขนาดใหญ่ ให้ทำการผูกยึดหรือปิดล็อกให้มั่นคงเพื่อป้องกันการตกหล่น ผู้ขับขีรถบรรทุกทุกคนจะต้องผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัย และปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด ตรวจสอบสภาพ และบำรุงรักษารถบรรทุกทุกคันอย่างสม่ำเสมอ 6.1.3 เข้าพบผู้นำของชุมชนรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง เพื่อรวบรวมข้อกังวล และข้อเสนอแนะมาใช้สำหรับพิจารณาปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการฯ ต่อไป	<ul style="list-style-type: none"> บริเวณรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
7. สุขภาพของประชาชนและการให้บริการด้านสุขภาพ	7.1 ความกังวลต่อผลกระทบทางสุขภาพของประชาชนบริเวณพื้นที่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา	7.1.1. ปฏิบัติตามมาตรการด้านการคมนาคมขนส่งทางบก (ข้อ 6.1)	<ul style="list-style-type: none"> บริเวณรอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	ปตท.สผ.
	7.2 ผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการด้านสุขภาพของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่จังหวัดสงขลา ซึ่งเป็นที่ตั้งของฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา กรณีที่เกิดเหตุการณ์ไม่ปกติและมีพนักงานได้รับบาดเจ็บและกรณีการเจ็บป่วยและบาดเจ็บของพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงาน	7.2.1 กรณีเกิดเหตุฉุกเฉินหรือมีการป่วยหรือบาดเจ็บร้ายแรง กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาในการให้บริการทางการแพทย์ดำเนินการประสานงานกับโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุด และส่งต่อผู้ป่วยจากสถานที่เกิดเหตุไปยังสถานพยาบาลที่มีความพร้อมในด้านบุคลากรและเทคโนโลยีทางการแพทย์ในการรองรับพนักงานของโครงการฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน	<p>8.1.1 กำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาเตรียมพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งให้ถูกต้องตามหลักอาชีวอนามัย และความปลอดภัย ในประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดที่พักอาศัยให้ถูกสุขลักษณะ รวมทั้งมีระบบการจัดการสุขภาพอนามัย และสุขาภิบาลสิ่งแวดล้อมให้เพียงพอกับจำนวนผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดพื้นที่หรืออุปกรณ์สำหรับสันทนาการที่เหมาะสมให้ผู้ปฏิบัติงาน ▪ จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม เช่น มีแสงสว่างเพียงพอ มีการระบายอากาศที่ดี และมีการติดป้ายเตือนในบริเวณพื้นที่เสี่ยงอันตราย ▪ จัดให้มีที่ล้างตา ในบริเวณที่จัดเก็บ และใช้งานสารเคมีที่เข้าถึงได้ง่ายและ ใช้งานได้อย่างเหมาะสม ▪ จัดเก็บสารเคมีในภาชนะปิดมิดชิดพร้อมมีป้ายระบุชื่อและอันตรายของสารเคมีบนภาชนะบรรจุ และจัดเก็บไว้ในสถานที่เฉพาะที่กำหนดไว้และมีการระบายอากาศที่ดี <p>8.1.2 กำหนดให้ผู้รับเหมาดำเนินการตามขั้นตอนการดำเนินการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน ของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. และข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีประเด็นที่สำคัญ เช่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การปฏิบัติตามคู่มือการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย ▪ ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน (Permit to work หรือ PTW) ▪ ข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment หรือ PPE) ▪ การจัดให้มีเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet หรือ SDS) ▪ การจัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และบุคลากรทางการแพทย์ ▪ การจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉินและฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ <p>8.1.3 ควบคุมอุณหภูมิของพื้นที่ปฏิบัติงานตามลักษณะงานที่กำหนดไว้ตามกฎหมายกระทรวงแรงงาน เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่าง และเสียง พ.ศ. 2559 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆที่เกี่ยวข้อง</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.4 จัดสรรเวลาสำหรับการทำงานและการพักผ่อนในแต่ละช่วงเวลา ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 7 (พ.ศ. 2541) และ ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2543) ออกตามความในพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงาน พ.ศ. 2541 หรือฉบับล่าสุด หรือข้อกำหนดสากลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ สำหรับในกรณีมีเหตุการณ์ไม่ปกติ ช่วงเวลาปฏิบัติงานนอกชายฝั่งอาจปรับเปลี่ยนตามความเหมาะสมเพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.5 จัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันอัคคีภัย และคู่มือในการจัดการเหตุฉุกเฉินต่างๆ ประจำพื้นที่ และจัดให้มีการฝึกซ้อมปฏิบัติตามแผนอย่างเหมาะสม</p> <p>8.1.6 บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการทำงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ</p> <p>8.1.7 จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</p> <p>8.1.8 บันทึกสถิติการเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงาน โดยระบุสาเหตุอาการ และวิธีการรักษา</p> <p>8.1.9 ดำเนินการตามข้อกำหนดในการตรวจสอบสุขภาพก่อนรับพนักงานเข้าทำงาน รวมถึงกำหนดให้บริษัทผู้รับเหมาส่งผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานทุกคนที่จะปฏิบัติงานในโครงการฯ ให้กับแพทย์ของ ปตท.สผ. ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน</p> <p>8.1.10 จัดให้มีการตรวจสอบสุขภาพประจำปีสำหรับพนักงานทุกตำแหน่ง และมีการตรวจติดตามพนักงานที่มีโอกาสได้รับความเสี่ยงด้านสุขภาพจากการปฏิบัติงานโดยแพทย์อาชีวเวชศาสตร์ เช่น การวัดการได้ยินของพนักงานที่ปฏิบัติงานในพื้นที่ที่มีเสียงดัง</p> <p>8.1.11 จัดให้มีตัวชี้วัดผลการปฏิบัติงานด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย รวมทั้งดำเนินการทบทวนสถิติด้านความปลอดภัยเป็นประจำทุกเดือน</p> <p>8.1.12 จัดให้มีการตรวจประเมิน (Audit) ด้านความปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ เช่น การรายงานและสอบสวนเหตุการณ์ อุบัติเหตุที่เกิดขึ้น การทบทวนกฎเกณฑ์ด้านความปลอดภัย การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยและการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน เป็นต้น รวมทั้งการบ่งชี้ความเสี่ยงและการให้ความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับความเสี่ยงและการป้องกันแก่ผู้ปฏิบัติงานทุกระดับ ตั้งแต่พนักงานระดับปฏิบัติการจนถึงผู้บริหาร</p>	<p>■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ</p>	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
8. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน (ต่อ)	8.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากโรคที่เกิดจากการทำงานและอุบัติเหตุจากการทำงาน (ต่อ)	<p>8.1.13 ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับหรือตรวจวัดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในพื้นที่ปฏิบัติงานบนแท่นผลิตอาทิตย (APP) และแท่นหลุมผลิตที่เป็นที่ตั้งของอุปกรณ์ในระบบ CCS เพื่อเฝ้าระวังกรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ โดยให้แจ้งเตือนเมื่อมีปริมาณก๊าซ CO₂ ในบรรยากาศตั้งแต่ 5,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตรขึ้นไป เพื่อให้พนักงานที่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าวรับทราบ และดำเนินการตามแผนตอบสนองต่อการรั่วไหลของก๊าซ CO₂ ของโครงการฯ ที่กำหนดไว้</p> <p>8.1.14 จัดเตรียมอุปกรณ์ช่วยหายใจสำหรับการหนีภัยฉุกเฉิน (Emergency Escape Breathing Device หรือ EEBD) ที่มีการออกแบบและทดสอบประสิทธิภาพตามมาตรฐาน ISO 23269-1:2008 หรือเทียบเท่า ให้สามารถใช้งานได้อย่างน้อย 15 นาทีไว้ในตำแหน่งที่เหมาะสมตามเส้นทางอพยพที่กำหนดไว้ โดยพิจารณาจำนวนให้เพียงพอสำหรับผู้ปฏิบัติงาน และกำหนดให้ใช้ EEBD ทันทีที่เครื่องตรวจจับก๊าซแบบพกพา แสดงค่าก๊าซ CO₂ ตั้งแต่ 40,000 ส่วนในล้านส่วนโดยปริมาตรขึ้นไป</p>	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่น ศูนย์กลางการผลิตอาทิตยและแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอุปกรณ์ของระบบ CCS 	ปตท.สผ.
9. กรณีการโดนกันของเรือ และเรือชนกับโครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ	9.1 ความเสียหายต่อสิ่งติดตั้งเรือและทรัพย์สิน และผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือเสียชีวิต	<p>9.1.1 ปฏิบัติตามมาตรการฯ ที่ระบุไว้ข้างต้นซึ่งเกี่ยวข้องกับประเด็นผลกระทบต่อการคมนาคมทางน้ำ (ข้อ 5.1-5.2)</p> <p>9.1.2 จัดให้มีแผนการตอบสนองต่อกรณีฉุกเฉินที่ครอบคลุมถึงกรณีการโดนกันของเรือ ตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เช่น พรบ. ป้องกันเรือโดนกัน พ.ศ. 2522 และอนุสัญญาระหว่างประเทศว่าด้วยกฎข้อบังคับระหว่างประเทศ เพื่อป้องกันเรือโดนกันในทะเล ค.ศ. 1972 (COLREG 1972)</p> <p>9.1.3 จัดให้มีอุปกรณ์ช่วยชีวิตในพื้นที่ปฏิบัติงานของโครงการฯ และจัดให้มีแผนการตรวจสอบและดูแลรักษาให้อยู่ในสภาพดี และพร้อมใช้ได้ทันที</p> <p>9.1.4 จัดให้มีชุดปฐมพยาบาลเบื้องต้นบนเรือที่ใช้ในการปฏิบัติงานของโครงการฯ</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
10. พายุหมุนเขตร้อน (ไต้ฝุ่น)	10.1 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บ หรือเสียชีวิต	<p>10.1.1 จัดเตรียมแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อน และฝึกซ้อมการอพยพและการตอบสนองตามแผนอย่างน้อย 1 ครั้งต่อปี</p> <p>10.1.2 ติดตามตรวจสอบสภาพอากาศเป็นประจำทุกวันเพื่อนำข้อมูลมาใช้ในการเฝ้าระวังและตัดสินใจดำเนินการตามแผนอพยพกรณีเกิดพายุหมุนเขตร้อนได้อย่างเหมาะสม</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
11. กรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล	11.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมในระหว่างขนส่งผ่านท่อขนส่งใต้ทะเล	11.1.1 จัดเตรียมและดำเนินการตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน และแผนการตรวจสอบสภาพภายนอกและตำแหน่งของแนวท่อขนส่งใต้ทะเล 11.1.2 ตรวจสอบการทำงานของระบบป้องกันการกัดกร่อนตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ 11.1.3 ตรวจสอบและทำความสะอาดท่อขนส่งใต้ทะเลด้วยกระสวย (Pipeline Inspection Gauges หรือ PIG) อย่างต่อเนื่องตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน 11.1.4 ตรวจสอบความดันในเส้นท่อย่างต่อเนื่องจากห้องควบคุมกลาง และระบบการแจ้งเตือนเมื่อมีระดับที่ไม่ปกติ 11.1.5 ติดตั้งและตรวจสอบการทำงานของวาล์วปิดอัตโนมัติ ตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันอย่างสม่ำเสมอ	■ ท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	11.2 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากอุปกรณ์ต่างๆ บนแท่นหลุมผลิต	11.2.1 การออกแบบ Separator ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดของ ASME section VIII Division 1 หรือมาตรฐานที่เทียบเท่า 11.2.2 ติดตั้งวาล์วระบายความดัน (Pressure Relief Valve) หรือวาล์วนิรภัย เพื่อระบายความดันภายในอุปกรณ์ 11.2.3 ติดตั้งวาล์วหยุดการรั่วไหล (Shutdown Valve) ก่อนเข้าและหลังเข้าอุปกรณ์ต่างๆ ซึ่งจะหยุดการลำเลียงปิโตรเลียมทันทีเมื่อพบการรั่วไหลของปิโตรเลียม เพื่อลดปริมาณการรั่วไหลของปิโตรเลียมออกสู่สิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด 11.2.4 ตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ต่างๆ ก่อนใช้งานเพื่อป้องกันการรั่วไหลที่อาจเกิดขึ้น	■ แท่นหลุมผลิตในพื้นที่โครงการฯ	ปตท.สผ.
	11.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการรั่วไหลของปิโตรเลียมจากพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง	11.3.1 จัดให้มีการฝึกซ้อมตามแผนการตอบสนองต่อเหตุการณ์ท่รั่วไหลลงสู่ทะเล อย่างน้อยปีละ 1 ครั้ง สำหรับทีมตอบสนองต่อเหตุการณ์ฉุกเฉินของ ปตท.สผ. 11.3.2 จัดเตรียมเครื่องมือตอบสนองกรณีการท่รั่วไหลลงสู่ทะเลที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา โดยดูแลให้อยู่ในสภาพที่พร้อมใช้งานอยู่เสมอ 11.3.3 ปฏิบัติตามแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีท่รั่วไหล รวมทั้งประสานงานและขอความช่วยเหลือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในกรณีเกิดเหตุการณ์ท่รั่วไหลระดับที่ 2 หรือ 3 11.3.4 ในระหว่างการตอบสนองต่อกรณีการรั่วไหลลงสู่ทะเล ต้องติดตามผลการดำเนินการและการเปลี่ยนแปลงของเหตุการณ์โดยตลอดจนกว่าจะสามารถควบคุมการแพร่กระจายได้ทั้งหมด	■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
11. กรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมลงสู่ทะเล (ต่อ)	11.3ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากกรณีการรั่วไหลของปิโตรเลียมจากพื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่ง (ต่อ)	11.3.5 กรณีที่พบว่ามีความเสี่ยงที่จะมีผลกระทบถึงชายฝั่ง โครงการฯ ต้องดำเนินการ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการชดเชยความเสียหายต่อผู้ที่ได้รับความเสียหายที่ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว โดยมีหน่วยงานราชการหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องร่วมพิจารณาและเป็นพยาน และ/หรือ ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด ต้องรับผิดชอบการทำความสะอาดและฟื้นฟูชายฝั่งที่ได้รับผลกระทบ พร้อมทั้งติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ได้รับผลกระทบอย่างต่อเนื่องจนกว่าจะกลับคืนสู่สภาพปกติ ตามระเบียบสำนักนายกรัฐมนตรี ว่าด้วยการจัดการมลพิษทางน้ำเนื่องจากน้ำมันและเคมีภัณฑ์ พ.ศ. 2565 ลงวันที่ 7 เมษายน 2565 หรือฉบับล่าสุด 	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.
12. กรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด	12.1ความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพย์สิน ได้แก่ โครงสร้างในทะเล เพื่อการผลิตปิโตรเลียม เครื่องจักร และอุปกรณ์ รวมถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บหรือเสียชีวิต	<p>12.1.1 นำหลักการด้านอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อมมาใช้ในการออกแบบโครงสร้างในทะเลเพื่อลดโอกาสที่จะเกิดอันตรายต่อพนักงาน สิ่งแวดล้อมและทรัพย์สิน ได้แก่ การจัดวางตำแหน่งขององค์ประกอบต่างๆ การออกแบบโครงสร้าง การวางผังองค์ประกอบ การลดแหล่งกำเนิดของการรั่วไหล การจำแนกพื้นที่เพื่อควบคุมการติดไฟ การออกแบบระบบระบายอากาศ การป้องกันอันตรายจากการหล่นของวัสดุอุปกรณ์</p> <p>12.1.2 จัดเตรียมระบบความปลอดภัย ได้แก่ ระบบความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ระบบตรวจสอบและลดความดัน ระบบเผือก๊าซ ระบบระบายน้ำและการป้องกันกรณีการรั่วไหล ระบบการตรวจจับและแจ้งเตือนอัคคีภัยและก๊าซรั่วไหล ระบบป้องกันอัคคีภัยและระเบิด ให้มีความเหมาะสมและเพียงพอ และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p> <p>12.1.3 จัดเตรียมอุปกรณ์ความปลอดภัย และอุปกรณ์ช่วยชีวิตไว้ที่พื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกแห่ง โดยให้มีประเภทและจำนวนสอดคล้องตามข้อกำหนดของ IMO และ SOLAS</p> <p>12.1.4 จัดให้มีระบบตรวจจับก๊าซรั่ว ระบบการตรวจจับการเกิดเพลิงไหม้ และระบบวาล์วปิดระบบฉุกเฉิน ไว้เพื่อควบคุมผลกระทบที่อาจเกิดขึ้น</p> <p>12.1.5 จัดให้มีระบบและอุปกรณ์ป้องกันและควบคุมอัคคีภัย เพื่อใช้ในการควบคุมเพลิงไหม้ในกรณีเกิดอัคคีภัย และปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันตามข้อเสนอแนะของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด</p>	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ 	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.1-8: มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมสำหรับการดำเนินงานของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ต่อ)

ปัจจัยสิ่งแวดล้อม	ประเด็นผลกระทบ	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	พื้นที่ดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
12. กรณีการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด (ต่อ)	12.1 ความเสียหายที่อาจเกิดขึ้นต่อทรัพย์สิน ได้แก่ โครงสร้างในทะเลเพื่อการผลิตปิโตรเลียม เครื่องจักร และอุปกรณ์ รวมถึงผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นโดยตรงต่อพนักงาน ได้แก่ การบาดเจ็บหรือเสียชีวิต (ต่อ)	12.1.6 ปฏิบัติตามแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันของอุปกรณ์ต่างๆ ทั้งที่เกี่ยวข้องและไม่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิต ตามข้อแนะนำของผู้ผลิต หรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดอัคคีภัย 12.1.7 ดำเนินงานตามขั้นตอนด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย และการควบคุมป้องกัน เช่น การปฏิบัติตามวิธีที่ปลอดภัยในการปฏิบัติงานกับเครื่องมือ ขั้นตอนการปฏิบัติงานที่ปลอดภัย ระบบการอนุญาตเข้าทำงาน การสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างถูกต้อง 12.1.8 จัดเก็บเชื้อเพลิง และวัตถุไวไฟไว้ในถังบรรจุที่ปลอดภัย เก็บไว้ในพื้นที่ที่ห่างจากแหล่งกำเนิดประกายไฟ พร้อมทั้งจัดให้มีป้ายเตือนอย่างชัดเจน 12.1.9 ห้ามสูบบุหรี่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน โดยจัดพื้นที่ไว้สำหรับการสูบบุหรี่ในบริเวณที่เหมาะสม 12.1.10 ผู้ปฏิบัติงานในพื้นที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่งทุกคนต้องผ่านการฝึกอบรมให้เข้าใจการใช้อุปกรณ์เครื่องมือในการดับเพลิง ตลอดจนการฝึกซ้อมในการปฏิบัติตามแผนตอบสนองต่อเหตุการณ์อัคคีภัยและระเบิด 12.1.11 จัดเตรียมอุปกรณ์ปฐมพยาบาล และจัดให้มีแผนการเคลื่อนย้ายผู้ป่วยหรือผู้ได้รับบาดเจ็บจากเหตุฉุกเฉิน โดยมีการฝึกซ้อมตามแผนอย่างสม่ำเสมอ	■ พื้นที่ปฏิบัติงานทุกแห่งในโครงการฯ	ปตท.สผ.
13. กรณีการรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ จากหลุมอัดกลับและชั้นหินกักเก็บก๊าซ CO ₂	13.1 การรั่วไหลของก๊าซ CO ₂ จากหลุมอัดกลับก๊าซและชั้นหินกักเก็บอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม	13.1.1 ออกแบบหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ให้มีชั้นป้องกันสองชั้นที่ไม่ขึ้นต่อกัน (Double barriers) และเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของก๊าซ CO ₂ 13.1.2 หลังจากการเจาะหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ตามที่ออกแบบไว้แล้วเสร็จ ให้ดำเนินการสำรวจสภาพของหลุมด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well integrity logging) เพื่อยืนยันความสมบูรณ์ของท่อกรุและการอัดซีเมนต์ก่อนใช้งาน และดำเนินงานตามแผนการบำรุงรักษาหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ให้อยู่ในสภาพดีตลอดอายุการใช้งาน 13.1.3 ติดตั้งอุปกรณ์การวัดและการติดตามตรวจสอบ (Measurement, Monitoring and Verification หรือ MMV) ภายในหลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ตั้งแต่นั้นขั้นตอนการเตรียมหลุมตามที่ได้ออกแบบไว้	■ หลุมอัดกลับก๊าซ CO ₂ ของระบบ CCS	ปตท.สผ.

5.2 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ แบ่งเป็น 3 ระยะ ดังนี้

- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อที่ 5.2.1)
- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมหลังการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อที่ 5.2.2)
- มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะการผลิตปิโตรเลียม (หัวข้อที่ 5.2.3)

5.2.1 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบในระหว่างการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมเป็นการติดตามตรวจสอบจากแหล่งที่คาดว่าจะเป็แหล่งกำเนิดของผลกระทบ ด้วยการตรวจวิเคราะห์ปริมาณโลหะในเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้ทราบถึงลักษณะของเศษหินจากการเจาะ โดยนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิธี Leaching Test และวิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 หรือฉบับล่าสุด และใช้ในการเปรียบเทียบกับชนิดและปริมาณของโลหะที่อาจปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อมทั้งน้ำทะเล และดินตะกอนพื้นท้องทะเล ในระยะหลังการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมต่อไป ดังรายละเอียดแสดงในตารางที่ 5.2-1

ตารางที่ 5.2-1: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
1. ลักษณะเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะและโลหะหนักในเศษหินจากการเจาะ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตช่วงที่ 2 ช่วงที่ 3 และช่วงที่ 4นำมาวิเคราะห์หาค่าความเข้มข้นทั้งหมดของสิ่งเจือปนในหน่วยมิลลิกรัมต่อหนึ่งกิโลกรัมของของเสีย และนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิเคราะห์น้ำสกัดแล้วในหน่วยมิลลิกรัมของสารต่อลิตรของน้ำสกัด และนำค่าที่ได้ไปเปรียบเทียบกับค่า TTLC และ STLC ตามประกาศกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เรื่อง กำหนดมาตรการการจัดการของเสียจากสถานประกอบกิจการปิโตรเลียม (28 กุมภาพันธ์ 2556) (หรือประกาศ ณ ปัจจุบัน) ว่าเข้าข่ายเป็นของเสียอันตรายหรือไม่ <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตจำนวน 3 หลุมต่อ 1 แท่นหลุมผลิต โดยแต่ละหลุมจะเก็บตัวอย่างที่ช่วงที่ 2, 3 และช่วงที่ 4 จำนวน 1 ตัวอย่างต่อ 1 ช่วงความลึกหลุมรวม 3 ตัวอย่างต่อ 1 หลุมผลิต หรือ 9 ตัวอย่างต่อ 1 แท่นหลุมผลิต <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">1 ครั้ง ในระหว่างการเจาะหลุมผลิต <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">แท่นหลุมผลิต	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>ปริมาณการปนเปื้อนของโลหะและโลหะหนักในเศษหินจากการเจาะ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตช่วงที่ 2 ถึงช่วงสุดท้ายนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิธี Leaching Test และวิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะช่วงหลุมที่ 2 และ ช่วงหลุมที่ 3-5 รวมจำนวน 3 ตัวอย่างต่อหลุมเก็บตัวอย่างจากหลุมผลิตจำนวน 3 หลุม ต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่นจำนวนตัวอย่างรวม 9 ตัวอย่างต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">ทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯระหว่างการเจาะหลุมผลิต <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนจำนวน 1 แท่นต่อปี

ตารางที่ 5.2-2: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระหว่างการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. ลักษณะเศษหินจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม	ปริมาณโลหะในเศษหินจากการเจาะได้แก่ <ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)นิกเกิล (Nickel)	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหิน (Cutting) จากการเจาะหลุมผลิตที่ช่วงหลุมที่ 2 ถึงช่วงสุดท้ายนำมาสกัดด้วยวิธี Waste Extraction Test และวิธี Leaching Test และวิธีวิเคราะห์และเปรียบเทียบกับค่ามาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 ลงวันที่ 27 ธันวาคม 2548 หรือฉบับล่าสุด จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างเศษหินจากการเจาะช่วงหลุมที่ 2 และช่วงหลุมที่ 3-5 รวมจำนวน 3 ตัวอย่างต่อหลุมเก็บตัวอย่างจากหลุมผลิตจำนวน 3 หลุมต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่นจำนวนตัวอย่างรวม 9 ตัวอย่างต่อแท่นหลุมผลิต 1 แท่น	<ul style="list-style-type: none">ทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯระหว่างการเจาะหลุมผลิต	แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี	500,000 บาทต่อ 1 แท่นหลุมผลิต	ปตท.สผ

5.2.2 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังการเจาะหลุมผลิต

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะนี้กำหนดขึ้นเพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม และติดตามสภาพของสิ่งแวดล้อมบริเวณรอบแท่นหลุมผลิตที่กำหนดขึ้นเป็นตัวแทนจำนวน 1 แท่นต่อปี (ในปีที่มีการเจาะหลุมปิโตรเลียม) ตลอดอายุการดำเนินงานของโครงการอาทิตย์ โดยจะติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปัจจัยต่างๆ ได้แก่

- คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน และสัตว์หน้าดิน
- สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้กำหนดตำแหน่งสถานีอ้างอิงของโครงการอาทิตย์ จำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกับสถานีอ้างอิงที่ใช้ในการเก็บข้อมูลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการ (รายละเอียดใน **บทที่ 3**) และกำหนดตำแหน่งของสถานีสำหรับการเก็บตัวอย่างบริเวณตำแหน่งแท่นหลุมผลิต โดยพิจารณาจากทิศทางของกระแสหลักในบริเวณพื้นที่โครงการฯ คือ 1) จากทิศตะวันตกเฉียงเหนือไปยังทิศตะวันออกเฉียงใต้ และ 2) จากทิศตะวันออกเฉียงใต้ไปยังทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ดังแสดงใน **หัวข้อที่ 3.2.2** ดังนั้น โครงการฯ จึงได้กำหนดตำแหน่งสถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล และสัตว์หน้าดินใน 2 ทิศทางหลักจากตำแหน่งแท่นหลุมผลิต คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ และทิศตะวันออกเฉียงใต้

รายละเอียดมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมหลังการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้ กำหนดขึ้นโดยนำมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้วของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 มาพิจารณาทบทวน เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลงและสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงใน **ตารางที่ 5.2-3** โดยแสดงข้อมูลส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงเป็น “ตัวอักษรสีน้ำเงิน” และสรุปเป็นมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมหลังการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ดังแสดงใน **ตารางที่ 5.2-4** และตำแหน่งสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมแสดงไว้ใน **รูปที่ 5.2-1**

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
1. คุณภาพน้ำทะเล	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature), ความเป็นกรดและด่าง (pH), ความโปร่งแสง (Transparency), สารแขวนลอย (Suspended Solid), ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen)โลหะและโลหะหนัก ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), เหล็ก (Iron), แมงกานีส (Manganese) และ นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างและวิเคราะห์คุณภาพน้ำทะเล ตามวิธีที่ระบุในประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 27 พ.ศ.2549 เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล (หรือประกาศ ณ ปัจจุบัน) <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรก โดยเก็บตัวอย่าง ตามแนวทิศทางกระแสน้ำหลัก คือ ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิตสถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature), ความเป็นกรดและด่าง (pH), ความโปร่งแสง (Transparency), สารแขวนลอย (Suspended Solid), ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen)โลหะ ได้แก่ ได้แก่ ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), เหล็ก (Iron), แมงกานีส (Manganese) และ นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึก ที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่ 1 เมตร จากผิวน้ำ, 20 เมตร จากผิวน้ำ, 40 เมตร จากผิวน้ำ และ 1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">สถานีที่บริเวณแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี (ในปีที่มีการเจาะหลุมผลิต) จำนวน 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิตสถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">ทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯดำเนินการปีละ 1 ครั้ง หลังเสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนภายในระยะเวลาไม่เกิน 6 เดือนหลังการเจาะหลุมผลิตที่แท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน โดยต้องพิจารณาช่วงเวลาที่ไม่ปลอดภัย เช่น ช่วงเวลานอกฤดูมรสุมดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
2. ดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด โลหะและโลหะหนัก ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), แมงกานีส (Manganese) และนิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างตามวิธีที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น Proposed Marine and Coastal Sediment Quality Guidelines (Pollution Control Department, 2006) หรือ USEPA เป็นต้น โดยเก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อนำมารวมกันเป็นตัวอย่าง Composite sample จำนวน 1 ตัวอย่าง เพื่อใช้เป็นตัวแทนของตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเลบริเวณสถานีนั้นๆ <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ที่ระยะห่าง 100 เมตร, 500 เมตร และ 1,000 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรกที่มีการเจาะหลุมผลิต รวม 8 สถานี โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสน้ำหลัก คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่าง น้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด โลหะ ได้แก่ ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), แมงกานีส (Manganese) และนิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> สถานีที่บริเวณแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนในแต่ละปี จำนวน 8 สถานี ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> ที่ระยะห่าง 250 เมตร จำนวน 4 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จำนวน 2 สถานี ที่ระยะห่าง 1,000 เมตร จำนวน 2 สถานี สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
3. แพลงก์ตอนพืช	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ วิธีการเก็บ: ตักกรองด้วยถุงกรองแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: 2 ระดับ คือ <ul style="list-style-type: none"> □ ที่ระดับ 1 เมตร จากผิวน้ำทะเล □ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone หากมีข้อจำกัดอาจเก็บน้ำที่ระดับความลึก (Fixed Depth) 25 เมตร จากผิวน้ำ ■ จำนวนตัวอย่าง: เก็บตัวอย่าง 2 ตัวอย่างแบบ Duplicate sample <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิต แท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางการแสน้ำหลัก คือ ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ■ วิธีการเก็บ: ตักกรองด้วยถุงกรองแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: 2 ระดับ คือ <ul style="list-style-type: none"> □ ที่ระดับ 1-2 เมตร จากผิวน้ำทะเล □ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone หากมีข้อจำกัดอาจเก็บน้ำที่ระดับความลึก (Fixed Depth) 25 เมตร จากผิวน้ำ ■ จำนวนตัวอย่าง: ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
4. แพลงก์ตอนสัตว์	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ วิธีการเก็บ: ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยอุปกรณ์แพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ■ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิต แท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสน้ำหลัก คือ ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ■ วิธีการเก็บ: ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยอุปกรณ์แพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ■ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
5. ลูกปลาวัยอ่อน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ วิธีการเก็บ: วิธีเดียวกับการเก็บแพลงก์ตอนสัตว์ โดยใช้ Larvae net ขนาดตา 550 และ 330 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน ▪ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิต แท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสน้ำหลัก คือ ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ▪ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ วิธีการเก็บ: วิธีเดียวกับการเก็บแพลงก์ตอนสัตว์ โดยใช้ Larvae net ขนาดตา 550 และ 330 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน ▪ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
6. สัตว์หน้าดิน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม โดยเก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อนำมารวมกันเป็นตัวอย่าง Composite sample จำนวน 1 ตัวอย่าง ■ นำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น ประกอบด้วย ตาข่ายร่อน ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร ■ จำนวนตัวอย่าง (Composite sample): 3 ตัวอย่างต่อสถานี <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ที่ระยะห่าง 100 เมตร, 500 เมตร และ 1,000 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรกที่มีการเจาะหลุมผลิต รวม 8 สถานี โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางการกระแสน้ำหลัก คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออก เฉียงใต้ ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่าง ดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ข้อ 2) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศูนย์ปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ■ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม ■ นำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น ประกอบด้วย ตาข่ายร่อน ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร ■ จำนวนตัวอย่าง (Composite sample): 3 ตัวอย่างต่อสถานี <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ
7. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน ■ วันและเวลาที่พบ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ สังเกตในขณะที่ดำเนินการเก็บตัวอย่างสิ่งแวดล้อมในทะเล โดยบันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการ ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล จำนวน 8 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน ■ วันและเวลาที่พบ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ สังเกตในขณะที่ดำเนินการเก็บตัวอย่างสิ่งแวดล้อมในทะเล โดยบันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการ ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (รายงานฉบับสมบูรณ์)

โครงการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งอาทิตย์ แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข 14A 15A และ 16A ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

ตารางที่ 5.2-3: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะหลังเจาะหลุมผลิตที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	มาตรการฯ ที่ขอเปลี่ยนแปลง
8. เศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข	ไม่ได้กำหนด	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ▪ การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และ จัดหามาตรการป้องกัน และแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีพิสูจน์ได้ว่า เป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับโครงการฯ และกลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมสงขลา <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ

ตารางที่ 5.2-4: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. คุณภาพน้ำทะเล	<p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature)ความเป็นกรดและด่าง (pH)ความโปร่งใส (Transparency)สารแขวนลอย (Suspended Solid)ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon หรือ PH)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen หรือ DO)โลหะ (Metals) ได้แก่<ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)เหล็ก (Iron)แมงกานีส (Manganese)นิกเกิล (Nickel)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึกที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่<ul style="list-style-type: none">1 เมตร จากผิวน้ำ20 เมตร จากผิวน้ำ40 เมตร จากผิวน้ำ1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">หลังเสร็จสิ้นการเจาะทุกปีที่มีการเจาะหลุมผลิตของโครงการฯ ตลอดระยะเวลาของโครงการฯดำเนินการปีละ 1 ครั้ง หลังเสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตที่แทนหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนภายในระยะเวลาไม่เกิน 6 เดือนหลังการเจาะหลุมผลิตที่แทนหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน โดยต้องพิจารณาช่วงเวลาที่ไม่ปลอดภัย เช่น ช่วงเวลานอกฤดูมรสุมดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">สถานที่บริเวณแทนหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แทนต่อปี (ในปีที่มีการเจาะหลุมผลิต) <p>สถานีเก็บตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">จำนวน 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแทนหลุมผลิตสถานีอ้างอิง 1 สถานี (รูปที่ 5.2-1)	3,000,000 บาท ต่อแทนหลุมผลิต 1 แทน (รวมงบประมาณสำหรับการติดตามตรวจสอบปัจจัยสิ่งแวดล้อมในข้อ 1-7 โดยค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่ได้รวมค่าเช่าเรือและน้ำมันเชื้อเพลิงในการเก็บตัวอย่าง)	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-4: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
2. คุณภาพดิน ตะกอนพื้นท้อง ทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution) ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH) โลหะ (Metals) ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> -ปรอทรวม (Total Mercury) - สารหนู (Arsenic) - แคดเมียม (Cadmium) - แบเรียม (Barium) - ตะกั่ว (Lead) - ทองแดง (Copper) - โครเมียมรวม (Total Chromium) - แมงกานีส (Manganese) - เหล็ก (Iron) - สังกะสี (Zinc) - นิกเกิล (Nickel) 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือ ฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทน 1 แท่นต่อปี <p>สถานีเก็บตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> สถานีที่บริเวณแท่นหลุมผลิตที่กำหนดเป็นตัวแทนในแต่ละปี จำนวน 8 สถานีดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> - ที่ระยะห่าง 250 เมตร จำนวน 4 สถานี - ที่ระยะห่าง 500 เมตร จำนวน 2 สถานี - ที่ระยะห่าง 1,000 เมตร จำนวน 2 สถานี สถานีอ้างอิง 1 สถานี (รูปที่ 5.2-1) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-4: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
3. แพลงก์ตอนพืช	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีการเก็บ <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ดักกรอง ด้วยถุงแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร ระดับความลึก – 2 ระดับ <ul style="list-style-type: none"> ▪ ที่ระดับ 1–2 เมตร จากผิวน้ำทะเล ▪ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> ▪ ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
4. แพลงก์ตอนสัตว์	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยถุงเก็บแพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร หรือใกล้เคียง ระดับความลึก <ul style="list-style-type: none"> ▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

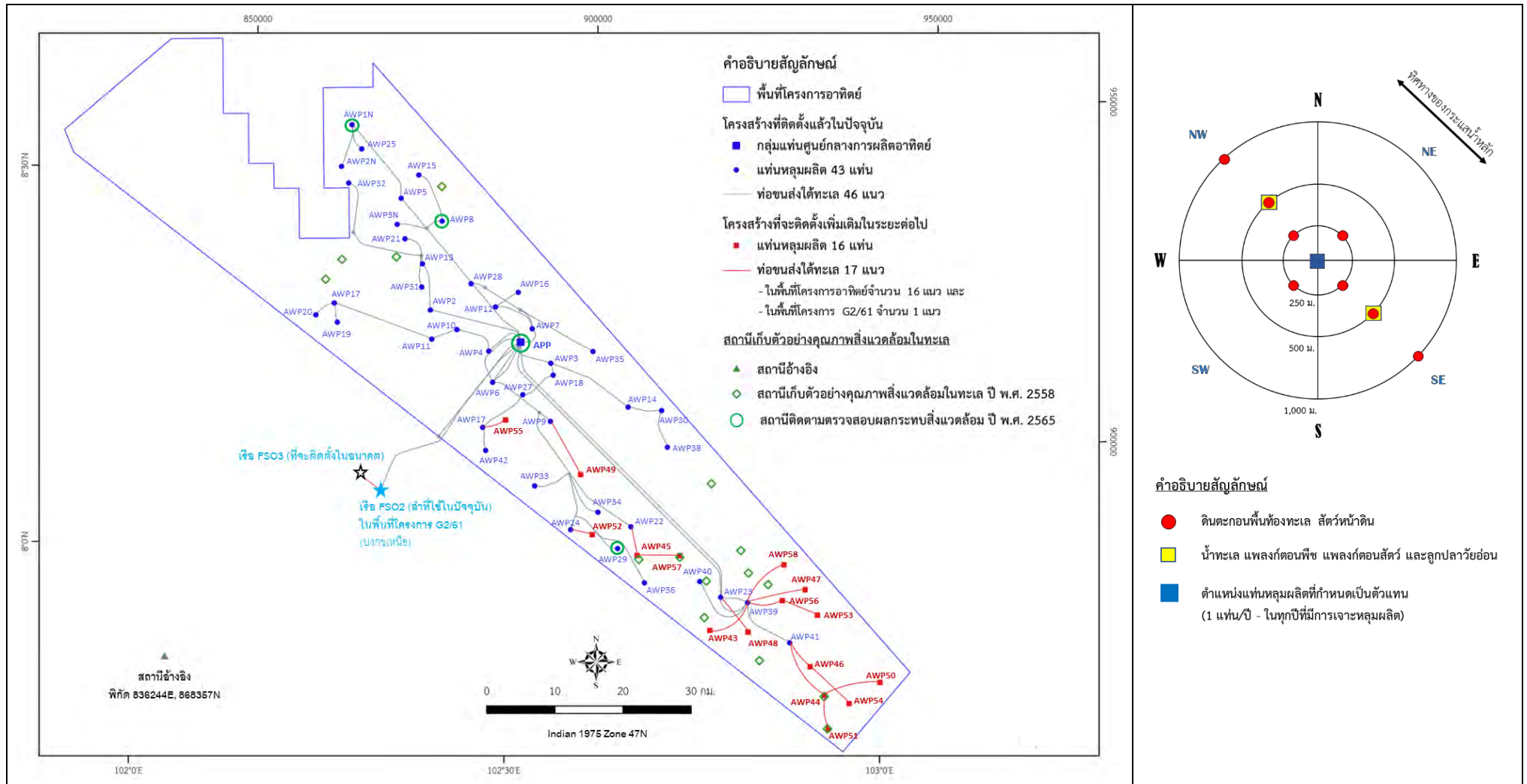
ตารางที่ 5.2-4: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
5. ลูกปลาวัยอ่อน	<ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มและชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที โดยให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ ถุงแพลงก์ตอน: ขนาดตา 330 และ 550 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน <p>ระดับความลึก</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-4: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต (หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
6. สัตว์หน้าดิน	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มและชนิด จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none"> ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม และนำมากรองผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
7. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<ul style="list-style-type: none"> ข้อมูลของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ ได้แก่ ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่าง (ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง) 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการในช่วงที่เก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อม (ข้อ 1-6) 	<ul style="list-style-type: none"> ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ข้อ 1-6) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
8. เศรษฐกิจ-สังคมและสาธารณสุข	<ul style="list-style-type: none"> ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคมและสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรมโครงการฯ การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน) 	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และจัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีพิสูจน์ได้ว่า เป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ 	<p>กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none"> กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับโครงการฯ กลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

รูปที่ 5.2-1: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะหลังการเจาะหลุมผลิต



5.2.3 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียม

มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะนี้กำหนดขึ้นเพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ และติดตามสภาพของสิ่งแวดล้อมบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ที่กำหนดขึ้นเป็นตัวแทนสำหรับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ และแท่นหลุมผลิต ตลอดอายุการดำเนินงานของโครงการฯ โดยจะติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปัจจัยต่างๆ ได้แก่

- คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเลทางกายภาพ และทางเคมี
- แพลงก์ตอนพืช แพลงก์ตอนสัตว์ ลูกปลาวัยอ่อน และสัตว์หน้าดิน
- สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม

ทั้งนี้ โครงการฯ ได้กำหนดตำแหน่งสถานีอ้างอิงของโครงการอาทิตย์ จำนวน 1 สถานี ซึ่งเป็นตำแหน่งเดียวกับสถานีอ้างอิงที่ใช้ในการเก็บข้อมูลพื้นฐานก่อนเริ่มดำเนินการ (รายละเอียดใน**บทที่ 3**) และกำหนดตำแหน่งของสถานีสำหรับการเก็บตัวอย่างที่บริเวณต่างๆ ในพื้นที่โครงการอาทิตย์ ดังนี้

1) บริเวณกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ โดยกำหนดที่ตำแหน่งเดียวกับสถานีที่ดำเนินการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมตั้งแต่เริ่มดำเนินการจนถึงปัจจุบัน ตามที่ระบุไว้ในรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 เพื่อให้ข้อมูลมีความต่อเนื่องและสามารถใช้สำหรับบ่งชี้การเปลี่ยนแปลงของสภาพสิ่งแวดล้อมในทะเลบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ และเพิ่มเติมการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายหลังการติดตั้งและเริ่มใช้ระบบ CCS เพื่อให้สามารถติดตามตรวจสอบผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการใช้ระบบ CCS ในอนาคตต่อไป

2) บริเวณแท่นหลุมผลิต โดยกำหนดครอบคลุมทั้งที่แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งและใช้งานสำหรับการผลิตปิโตรเลียมอยู่แล้วในปัจจุบัน ซึ่งเป็นสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการอาทิตย์อยู่แล้วในปัจจุบันจำนวน 3 แท่น ได้แก่ แท่นหลุมผลิต AWP1N, AWP8 และ AWP29 และตัวแทนของแท่นหลุมผลิตที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป

สำหรับรายละเอียดของปัจจัยสิ่งแวดล้อม ดังนี้ วิธีการดำเนินการที่จะใช้สำหรับการติดตามตรวจสอบรวม ได้พิจารณาทบทวนจากทั้งรายงานของโครงการอาทิตย์ระยะที่ 1 และโครงการอาทิตย์ระยะที่ 2 เพื่อปรับปรุงให้สอดคล้องกับรายละเอียดของโครงการฯ ที่มีการเปลี่ยนแปลง และสอดคล้องตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียม (สผ., 2562) ดังแสดงการเปรียบเทียบรายละเอียดมาตรการฯ ที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และมาตรการที่ขอเปลี่ยนแปลงใน**ตารางที่ 5.2-5** โดยแสดงข้อมูลส่วนที่มีการเปลี่ยนแปลงเป็น **“ตัวอักษรสีน้ำเงิน”** และสรุปเป็นมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์หลังการขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ ในช่วงก่อนมีระบบ CCS ดังแสดงใน**ตารางที่ 5.2-6** และตำแหน่งสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมแสดงไว้ใน**รูปที่ 5.2-2** รวมถึงมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ที่จะเพิ่มขึ้นหลังมีการใช้ระบบ CCS ดังแสดงใน**ตารางที่ 5.2-7** และ**รูปที่ 5.2-3**

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้ง

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
1. น้ำจากกระบวนการผลิต	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none">ปริมาณน้ำที่จะอัดกลับลงหลุม (ต่อเดือน) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">บันทึกเป็นรายเดือน <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบฯ ให้ สผ. และ ชอ.ทราบปีละครั้ง	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none">ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">บันทึกปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการเป็นรายเดือน <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบโดยผนวกไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี ที่เสนอต่อ ชอ. และ สผ.
	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none">TPHO&Gโลหะหนักต่างๆ ได้แก่ As, Cd, Cr, Cu, Total Hg, Pb, Se และ Zn <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างน้ำก่อนอัดกลับลงหลุม <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างทุกเดือนตลอดระยะเวลาโครงการฯรายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบฯ ให้ สผ. และ ชอ.ทราบปีละครั้ง		<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none">คุณภาพน้ำทางเคมีของน้ำจากกระบวนการผลิต ได้แก่<ul style="list-style-type: none">ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH)โลหะ ได้แก่ สารหนู (As) และปรอทรวม (Total Hg) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนส่งเข้าเครื่องสูบน้ำอัดกลับ1 ตัวอย่าง เพื่อวิเคราะห์คุณภาพโดยใช้วิธีวิเคราะห์ตามมาตรฐานสากล เช่น US EPA <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none">1 ครั้ง ทุก 6 เดือน จนถึงสิ้นสุดการดำเนินการรายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบโดยผนวกไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี ที่เสนอต่อ ชอ. และ สผ. <p>หมายเหตุ: โครงการอาทิตย์สามารถจัดการน้ำจากกระบวนการผลิตโดยการอัดกลับได้ทั้งหมด โดยไม่มีการระบายลงสู่ทะเล และผลจากการตรวจวิเคราะห์โลหะในน้ำจากกระบวนการผลิตที่ผ่านมาพบว่า ผลการตรวจวิเคราะห์ปริมาณแคดเมียม (Cd) โครเมียมรวม (Total Cr) ทองแดง (Cu) ตะกั่ว (Pb) ซีลีเนียม (Se) และสังกะสี (Zn) มีค่าต่ำกว่าค่าต่ำสุดที่สามารถรายงานผลได้จากห้องปฏิบัติการ</p>

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
2. น้ำทิ้งจากห้องน้ำห้องสุขา	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ <ul style="list-style-type: none">Fecal Coliform Bacteria, TSS, BOD, pH วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างหลังผ่านระบบบำบัดน้ำเสียและสิ่งปฏิกูล ก่อนปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล ระยะเวลาและความถี่ <ul style="list-style-type: none">ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯรายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบฯ ให้ สผ. และ ชอ. ทราบปีละครั้ง	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ <ul style="list-style-type: none">Fecal Coliform Bacteria, TSS, BOD, pH วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างหลังผ่านระบบบำบัดน้ำเสียและสิ่งปฏิกูล ก่อนปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล ระยะเวลาและความถี่ <ul style="list-style-type: none">ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯรายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบโดยผนวกไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี ที่เสนอต่อ ชอ. และ สผ.
น้ำทิ้งจากการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำ	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ <ul style="list-style-type: none">pH, COD, O&G และปริมาตรน้ำ วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างที่จุดปล่อยน้ำทิ้ง ระยะเวลาและความถี่ <ul style="list-style-type: none">ทุกครั้งที่มีการทดสอบท่อด้วยแรงดันน้ำรายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบฯ ให้ สผ. และ ชอ. ทราบปีละครั้ง	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้ หมายเหตุ: ท่อขนส่งใต้ทะเลของโครงการระยะที่ 1 ติดตั้งแล้วเสร็จทั้งหมด นอกจากนี้ น้ำจากการทดสอบท่อที่จะติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในช่วงต่อไป จะถูกส่งไปอัดกลับเช่นเดียวกับน้ำจากกระบวนการผลิต
3. ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ <ul style="list-style-type: none">ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ (เป็นรายเดือน)ปรอทในก๊าซก่อนที่จะเผา (เป็นรายเดือน)ปริมาณมลพิษทางอากาศประจำปี พื้นที่ดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">แท่นผลิตในโครงการฯ ระยะเวลาและความถี่ <ul style="list-style-type: none">จัดทำรายงานสรุปปริมาณมลพิษทางอากาศ และรายงานสรุปการเจือปนของปรอทในก๊าซที่จะเผา เสนอ สผ. และ ชอ. ทราบปีละครั้ง	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ <ul style="list-style-type: none">ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ (เป็นรายเดือน)ปริมาณปรอทในก๊าซที่จะส่งไปที่ระบบเผาไหม้ (Flare System) (เป็นรายเดือน)บันทึกปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่สามารถอัดกลับด้วยระบบ CCS (เริ่มบันทึกหลังใช้ระบบ CCS)จัดทำบัญชีการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เพื่อประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี พื้นที่ดำเนินการ <ul style="list-style-type: none">กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ ระยะเวลาและความถี่ <ul style="list-style-type: none">รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบโดยผนวกไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี ที่เสนอต่อ ชอ. และ สผ.

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
4. คุณภาพน้ำทะเล	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature), ความเป็นกรดและด่าง (pH), ความโปร่งแสง (Transparency), สารแขวนลอย (Suspended Solid), ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen)โลหะและโลหะหนัก (11 ชนิด) ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), เหล็ก (Iron), แมงกานีส (Manganese) และ นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างและวิเคราะห์คุณภาพน้ำทะเล ตามวิธีที่ระบุในประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 27 พ.ศ.2549 เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล (หรือประกาศ ณ ปัจจุบัน)พื้นที่โครงการฯ มีความลึกน้ำทะเลประมาณ 80 เมตร ดังนั้นให้เก็บตัวอย่างที่ 1, 20 และ 40 เมตร จากผิวน้ำ และ 1 เมตร จากพื้นท้องทะเล	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature), ความเป็นกรดและด่าง (pH), ความโปร่งแสง (Transparency), สารแขวนลอย (Suspended Solid), ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen)โลหะและโลหะหนัก (9 ชนิด) ได้แก่ ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) แมงกานีส (Manganese) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">เก็บตัวอย่างและวิเคราะห์คุณภาพน้ำทะเล ตามวิธีที่ระบุในประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 27 พ.ศ.2549 เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล (หรือประกาศ ณ ปัจจุบัน)	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature), ความเป็นกรดและด่าง (pH), ความโปร่งแสง (Transparency), สารแขวนลอย (Suspended Solid), ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen)โลหะ (11 ชนิด) ได้แก่ ปรอทรวม (Total Mercury), สารหนู (Arsenic), แคดเมียม (Cadmium), แบเรียม (Barium), ตะกั่ว (Lead), ทองแดง (Copper), โครเมียมรวม (Total Chromium), สังกะสี (Zinc), เหล็ก (Iron), แมงกานีส (Manganese) และ นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึก ที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่ 1 เมตร จากผิวน้ำ, 20 เมตร จากผิวน้ำ, 40 เมตร จากผิวน้ำ และ 1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยการผลิปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
4. คุณภาพน้ำทะเล (ต่อ)	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ แท่นผลิต แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำ แท่นรวบรวมก๊าซ แท่นอัดกลับน้ำ และแท่นหลุมผลิตที่เลือก <ul style="list-style-type: none"> ▫ ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร ตามทิศกระแสน้ำ ▫ ที่ระยะ 100 และ 500 เมตร ทิศตั้งฉากกระแสน้ำ ■ 1 สถานีควบคุม ■ กรณีมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ซึ่งทำให้ไม่สามารถเข้าเก็บตัวอย่างที่ระยะที่กำหนดได้ ให้โครงการพิจารณาเก็บตัวอย่างในจุดที่ใกล้เคียงระยะที่กำหนดไว้ให้มากที่สุด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นหลัก <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กรณีแท่นใหม่ (แท่นผลิต แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำ แท่นอัดกลับน้ำ และ แท่นรวบรวมก๊าซ) – ให้เก็บตัวอย่างทุกแท่นดังกล่าว (ถ้ามี) ภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ■ กรณีแท่นที่มีอยู่เดิม (แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำ) – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี ■ แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรก โดยเก็บตัวอย่าง ตามแนวทิศทางกระแสหลัก คือ ทางด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ เก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ สถานีบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ (รัศมีจากตำแหน่งแท่น APP) ■ สถานีบริเวณแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน (AWP1N, AWP8 และ AWP29) ■ สถานีบริเวณตัวแทนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไปจำนวน 3 แท่นแรกที่ถูกกำหนดให้เป็นตำแหน่งตัวแทนสำหรับการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะหลังการเจาะหลุมผลิต <ul style="list-style-type: none"> ▫ จำนวน 10 สถานีต่อแท่น (4 สถานี ที่ระยะ 100 เมตร, 4 สถานี ที่ระยะ 500 เมตร และ 2 สถานี ที่ระยะ 1,000 เมตร) ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ทุก 3 ปี ตามรอบการเก็บตัวอย่างเนื่องจากมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว สำหรับสถานีบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ (รัศมีจากตำแหน่งแท่น APP) แท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน (AWP1N, AWP8 และ AWP29) และสถานีอ้างอิง <p>หมายเหตุ: ครั้งต่อไปเก็บตัวอย่างในปี พ.ศ. 2568</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 1 ครั้ง ในปีแรกที่เริ่มส่งปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิต (ไม่ต้องดำเนินการหากดำเนินการเจาะหลุมผลิตแล้วเริ่มดำเนินการผลิตต่อเนื่องในปีเดียวกัน) และหลังจากนั้นทุก 3 ปี สำหรับตัวแทนแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป ■ เก็บตัวอย่างในช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมรุนแรง

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยการผลิปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
5. ดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด โลหะและโลหะหนัก (9 ชนิด) ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) สังกะสี (Zinc) และ นิกเกิล (Nickel) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีเก็บและวิธีวิเคราะห์ที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น Proposed Marine and Coastal Sediment Quality Guidelines (Pollution Control Department, 2006) สถานีละ 1 ตัวอย่าง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> สถานีเก็บตัวอย่างเดิมที่เก็บข้อมูลพื้นฐาน กล่าวคือ แท่นผลิต แท่นรวบรวมก๊าซ แท่นหลุมผลิตที่เลือก <ul style="list-style-type: none"> ที่ระยะ 100, 500 และ 1,000 เมตร ตามทิศกระแสน้ำ ที่ระยะ 100 และ 500 เมตร ทิศตั้งฉากกระแสน้ำ สถานีควบคุม 1 สถานี กรณีมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ซึ่งทำให้ไม่สามารถเข้าเก็บตัวอย่างที่ระยะที่กำหนดได้ ให้โครงการพิจารณาเก็บตัวอย่างในจุดที่ใกล้เคียงระยะที่กำหนดไว้ให้มากที่สุด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นหลัก 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด โลหะและโลหะหนัก (10 ชนิด) ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) สังกะสี (Zinc) นิกเกิล (Nickel) และ แมงกานีส (Manganese) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างตามวิธีที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น Proposed Marine and Coastal Sediment Quality Guidelines (Pollution Control Department, 2006) หรือ USEPA เป็นต้น เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อนำมารวมกันเป็นตัวอย่าง Composite sample จำนวน 1 ตัวอย่าง เพื่อใช้เป็นตัวแทนของตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเลบริเวณสถานีนั้นๆ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ที่ระยะห่าง 100 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรก รวม 4 สถานี โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสหลัก คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) สถานีอ้างอิง 1 สถานี 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด โลหะ (10 ชนิด) ได้แก่ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) สังกะสี (Zinc) นิกเกิล (Nickel) และ แมงกานีส (Manganese) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยการผลิปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
5. ดินตะกอนพื้นท้องทะเล (ต่อ)	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กรณีแท่นผลิตใหม่ ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ▪ กรณีแท่นผลิตที่มีอยู่เดิม – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี ▪ แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 – ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง 	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ
6. สัตว์น้ำดิน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ ปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab Sampler) ที่มีขนาดเหมาะสมกับสภาพพื้นท้องทะเล และนำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 3 หรือ 4 ชั้น โดยในกรณีท้องทะเลเป็นทราย ให้ใช้ขนาดตา 5, 2 และ 1 มม. ส่วนบริเวณเป็นโคลน ให้เพิ่มขนาด 0.5 มม. อีก 1 ชั้น ▪ ให้เก็บตัวอย่างสถานีละ 3 ซ้ำ 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม โดยเก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อนำมารวมกันเป็นตัวอย่าง Composite sample จำนวน 1 ตัวอย่าง ▪ นำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น ประกอบด้วย ตาข่ายร่อนขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง (Composite sample): 3 ตัวอย่างต่อสถานี 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม ▪ นำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น ประกอบด้วย ตาข่ายร่อนขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง: 3 ตัวอย่างต่อสถานี
	<p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ บริเวณเดียวกับสถานีเก็บตัวอย่างคุณภาพตะกอนพื้นท้องทะเล ▪ 1 สถานีควบคุม 	<p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ที่ระยะห่าง 100 เมตร, 500 เมตร และ 1,000 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรกที่มีการเจาะหลุมผลิต รวม 8 สถานี โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสหลัก คือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ ▪ สถานีอ้างอิง 1 สถานี 	

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยการผลิปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
6. สัตว์น้ำดิน (ต่อ)	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กรณีแท่นผลิตใหม่ ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ▪ กรณีแท่นผลิตที่มีอยู่เดิม – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี ▪ แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 – ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <p>ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง</p>	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ
7. ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Total Hg ในเนื้อปลา <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เก็บตัวอย่างปลาหน้าดินอย่างน้อย 20 ตัว ขนาดน้ำหนักตัวประมาณ 0.5-2.0 กก. กรณีปลาที่เก็บได้มีหลายชนิด จำนวนปลาแต่ละชนิดที่เก็บได้ต้องมีจำนวนอย่างน้อย 3 ตัวอย่าง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ หากเป็นไปได้ ให้เก็บตัวอย่างใกล้กับหลุมอัดกลับน้ำ (บริเวณท้ายน้ำ) หรืออาจเก็บที่บริเวณแท่นผลิต โดยพิจารณาความปลอดภัยเป็นสำคัญ <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กรณีแท่นผลิตใหม่ ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ▪ กรณีแท่นผลิตที่มีอยู่เดิม – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี 	<p>ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้</p>	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ชนิด ความยาว และน้ำหนักปลา ▪ ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา ▪ ความสัมพันธ์ (Correlation) ของปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา และน้ำหนักปลา <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เก็บตัวอย่างปลาหน้าดิน 20 ตัว ขนาดน้ำหนักตั้งแต่ 0.5 กิโลกรัม ขึ้นไป โดยแต่ละชนิดมีจำนวนอย่างน้อย 3 ตัว เพื่อนำมาวิเคราะห์ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
8. แพลงก์ตอนพืช	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตักกรอง ปริมาตรน้ำ 100 ลิตร ■ ถังแช่กรอง: ขนาดตา 10 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: 2 ระดับ คือ <ul style="list-style-type: none"> □ ที่ระดับ 1-2 เมตร จากผิวน้ำทะเล □ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone (หรือที่ 25 เมตร จากผิวน้ำหากมีข้อจำกัด) ■ จำนวนตัวอย่าง: ระดับละ 2 ขี้ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานีต่อแท่น ตามทิศทางของกระแส (เหนือและท้ายน้ำ) ที่ระยะ 500 เมตร จากแท่นผลิต แท่นอัดกลับน้ำ แท่นหลุมผลิตที่เลือกเป็นตัวแทน ■ 1 สถานีควบคุม ■ กรณีมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ซึ่งทำให้ไม่สามารถเข้าเก็บตัวอย่างที่ระยะที่กำหนดได้ ให้โครงการพิจารณาเก็บตัวอย่างในจุดที่ใกล้เคียงระยะที่กำหนดไว้ให้มากที่สุด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นหลัก 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ วิธีการเก็บ: ตักกรองด้วยถุงกรองแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก: 2 ระดับ คือ <ul style="list-style-type: none"> □ ที่ระดับ 1 เมตร จากผิวน้ำทะเล □ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone หากมีข้อจำกัดอาจเก็บน้ำที่ระดับความลึก (Fixed Depth) 25 เมตร จากผิวน้ำ ■ จำนวนตัวอย่าง: เก็บตัวอย่าง 2 ตัวอย่างแบบ Duplicate sample <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิตแท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสหลัก คือ ทิศทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ■ วิธีการเก็บ: ตักกรองด้วยถุงกรองแพลงก์ตอนขนาดตา 20 ไมโครเมตร ■ ระดับความลึก – 2 ระดับ <ul style="list-style-type: none"> □ ที่ระดับ 1-2 เมตร จากผิวน้ำทะเล □ ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone หากมีข้อจำกัดอาจเก็บน้ำที่ระดับความลึก (Fixed Depth) 25 เมตร จากผิวน้ำ ■ จำนวนตัวอย่าง - ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ สถานีบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่เก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี ■ จำนวน 2 สถานีต่อแท่น ที่ระยะ 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE)

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
8. แพลงก์ตอนพืช (ต่อ)	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กรณีแท่นผลิตใหม่ แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำใหม่ – ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ▪ กรณีแท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำที่มีอยู่เดิม – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี ▪ แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 - ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง 	<p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ
9. แพลงก์ตอนสัตว์	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ ความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ประมาณ 30 นาที ▪ ถูงแพลงก์ตอน: ขนาดตา 330 ไมโครเมตร ▪ ระดับความลึก: ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นทะเล 5 เมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่าง ไม่ต้องเก็บซ้ำ 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ วิธีการเก็บ: ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยถุงกรองแพลงก์ตอน ขนาดตา 330 ไมโครเมตร ▪ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่ม และชนิด ▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ▪ ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยถุงเก็บแพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร หรือใกล้เคียง ▪ ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ▪ จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
9. แพลงก์ตอนสัตว์	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> 2 สถานีต่อแท่น ตามทิศทางของกระแส น้ำ (เหนือ น้ำและท้ายน้ำ) ที่ระยะ 500 เมตร จากแท่นผลิต แท่นอัดกลับน้ำ แท่นหลุมผลิตที่เลือกเป็นตัวแทน 1 สถานีควบคุม กรณีมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ซึ่งทำให้ไม่สามารถเข้าเก็บตัวอย่างที่ระยะที่กำหนดได้ ให้โครงการพิจารณาเก็บตัวอย่างในจุดที่ใกล้เคียงระยะที่กำหนดไว้ให้มากที่สุด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นหลัก <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> กรณีแท่นผลิตใหม่ แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำใหม่ – ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้นให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี กรณีแท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำที่มีอยู่เดิม – ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิต แท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแส น้ำหลัก คือ ทิศทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง 	<p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
10. ลูกปลาร้ายอ่อน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ ความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ประมาณ 30 นาที ■ ฝูง Larvae Net ขนาดตา 550 และ 330 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียว ■ ระดับความลึก: ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นทะเล 5 เมตร ■ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่าง ไม่ต้องเก็บซ้ำ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานีต่อแท่น ตามทิศทางของกระแสน้ำ (เหนือน้ำและท้ายน้ำ) ที่ระยะ 500 เมตร จากแท่นผลิต แท่นอัดกลับน้ำ แท่นหลุมผลิตที่เลือกเป็นตัวแทน ■ 1 สถานีควบคุม ■ กรณีมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย ซึ่งทำให้ไม่สามารถเข้าเก็บตัวอย่างที่ระยะที่กำหนดได้ ให้โครงการพิจารณาเก็บตัวอย่างในจุดที่ใกล้เคียงระยะที่กำหนดไว้ให้มากที่สุด โดยคำนึงถึงความปลอดภัยเป็นหลัก <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กรณีแท่นผลิตใหม่ แท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำใหม่ ให้เก็บตัวอย่างภายในปีที่ 1 หลังจากเริ่มผลิต หลังจากนั้น ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี ■ กรณีแท่นผลิตที่มีแท่นอัดกลับน้ำที่มีอยู่เดิม ให้เก็บตัวอย่างตามรอบเวลาเดิม คือ ทุก 3 ปี ■ แท่นหลุมผลิตที่เป็นตัวแทน คือ AWP1N AWP8 และ AWP29 ให้เก็บตัวอย่างทุก 3 ปี 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ วิธีการเก็บ: วิธีเดียวกับการเก็บแพลงก์ตอนสัตว์ โดยใช้ Larvae net ขนาดตา 550 และ 330 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน ■ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ■ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 2 สถานี ที่ระยะห่าง 500 เมตร จากแท่นหลุมผลิต แท่นแรก โดยเก็บตัวอย่างตามแนวทิศทางกระแสหลัก คือ ทิศทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) ของตำแหน่งแท่นหลุมผลิต ■ สถานีอ้างอิง 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ภายใน 1 ปี หลังจากเริ่มกระบวนการผลิต หลังจากนั้นเก็บตัวอย่างทุกๆ 3 ปี โดยเก็บตัวอย่างในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงกรกฎาคม ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมที่รุนแรง 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ กลุ่ม และชนิด ■ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนากิจการปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ■ วิธีการเก็บ: วิธีเดียวกับการเก็บแพลงก์ตอนสัตว์ โดยใช้ Larvae net ขนาดตา 550 และ 330 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน ■ ระดับความลึก: ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ■ จำนวนตัวอย่าง: 1 ตัวอย่างต่อสถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
11. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ตลอดระยะเวลาดำเนินการ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> พื้นที่โครงการฯ <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <p>ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมในทะเล</p>	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> สังเกตในขณะที่ยังดำเนินการเก็บตัวอย่างสิ่งแวดล้อมในทะเล โดยบันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการ ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <p>ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล</p>	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ประเภท ชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวน วันและเวลาที่พบ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> บันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่าง (ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง) <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ
12. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ระดับเสียงในพื้นที่ทำงาน ได้แก่ $L_{eq-12hr}$ และ L_{max} <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ใช้อุปกรณ์ตรวจวัดเสียงที่สถานีต่างๆ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> แท่นที่פקอาศัยจำนวน 2 สถานี แท่นผลิตกลางจำนวน 2 สถานี แท่นหลุมผลิตจำนวน 1 สถานี <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> แท่นที่פקอาศัย (ห้องพัก และ ห้องทำงาน) แท่นผลิตกลาง (ที่ชั้น Upper Deck และ Main Deck) แท่นหลุมผลิต (AWP1) <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ช่วงเวลาเดียวกับการเก็บตัวอย่างน้ำทะเล (ข้อ 1) โดยเก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในระยะเวลาไม่เกิน 1 เดือนหลังการเจาะเสร็จสิ้น 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ระดับเสียงในพื้นที่ทำงาน ได้แก่ $L_{eq-12hr}$ และ L_{max} <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ใช้อุปกรณ์ตรวจวัดเสียงที่สถานีต่างๆ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> แท่นที่פקอาศัย (ห้องพัก และ ห้องทำงาน) รวม 2 สถานี แท่นผลิตอาทิตย์ (ที่ชั้น Upper Deck และ Main Deck) รวม 2 สถานี แท่นหลุมผลิต (AWP1) จำนวน 1 สถานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ปีละ 1 ครั้ง รายงานสรุปผลการติดตามตรวจสอบโดยผนวกไว้ในรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ประจำปี ที่เสนอต่อ ชอ. และ สผ.

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
12. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> สถิติการเกิดอุบัติเหตุ สาเหตุ และระดับความรุนแรงของผลกระทบ รวมทั้งรายงานอุบัติการณ์และรายงานการสูญเสียเวลาทำงานเนื่องจากอุบัติเหตุ บันทึกข้อร้องเรียนเกี่ยวกับอาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงานและการติดตามผล บันทึกคุณสมบัติ/ การฝึกอบรมของพนักงานและผู้รับเหมา บันทึกการได้รับรังสีของพนักงานที่ทำหน้าที่ตรวจสอบท่อโดยใช้อุปกรณ์วัดระดับรังสี บันทึกปริมาณรังสีที่ใช้ในการตรวจสอบการเชื่อม (การขนส่ง การจัดเก็บ และการกำจัด) บันทึกผลการตรวจสอบสุขภาพของพนักงานที่ปฏิบัติงานนอกชายฝั่ง ซึ่งครอบคลุมการตรวจสอบสุขภาพทั่วไป และการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยง <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เสนอ สผ.และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบปีละครั้ง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> พื้นที่โครงการฯ <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ตลอดระยะเวลาดำเนินการ รวบรวมข้อมูลเป็นรายเดือน 1 ครั้งต่อปี สำหรับการตรวจสุขภาพทั่วไป และการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยง 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุ การเจ็บป่วย หรือได้รับบาดเจ็บของพนักงานระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ รายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นกับพนักงานในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และมาตรการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> บริเวณพื้นที่โครงการฯ นอกชายฝั่ง <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ตลอดระยะเวลาดำเนินการ 	<p>กำหนดไว้แล้วในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมกระบวนการผลิตปิโตรเลียม (ข้อ 9.1.1-9.1.11)</p>

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยการผลิปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
13. เศรษฐกิจ-สังคม และ สาธารณสุข	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ บันทึกการรบกวนและผลกระทบจากการดำเนินการของโครงการฯ ▪ บันทึกเรื่องร้องเรียนและการติดตามผลดำเนินการแก้ไข ▪ ติดตามค่าใช้จ่ายของโครงการฯ ในการส่งเสริมและสนับสนุนด้านเศรษฐกิจ-สังคม <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลเป็นรายปี ▪ จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เสนอ สผ. และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบปีละครั้ง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่โครงการฯ ▪ ชุมชนและสมาคมประมงจังหวัดสงขลา ▪ สมาคมประมงจังหวัดปัตตานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการและเมื่อมีเรื่องร้องเรียน 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข รวมทั้งการตรวจสอบและแก้ไข <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ เก็บข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียน และจัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีที่พิสูจน์ได้ว่าเป็นผลกระทบฯ ที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ 1) ชุมชนบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง (ชุมชนบ้านหน้าเมือง ชุมชนบ้านนอกป่า-สก.สิงหนคร และชุมชนบ้านทะเลนอก) 2) กลุ่มประมงพาณิชย์จังหวัดปัตตานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการ 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรมโครงการฯ ▪ การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน) <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และจัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีที่พิสูจน์ได้ว่าเป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ ▪ จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ปีละครั้ง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ▫ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับโครงการฯ ▫ กลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการ
	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ สอบถามความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการฯ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ดำเนินการสอบถามความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการฯ อย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ 1) ชุมชนบริเวณฐานสนับสนุนบนฝั่ง (ชุมชนบ้านหน้าเมือง ชุมชนบ้านนอกป่า-สก.สิงหนคร และชุมชนบ้านทะเลนอก) 2) กลุ่มประมงพาณิชย์จังหวัดปัตตานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการ 	กำหนดไว้แล้วในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิปิโตรเลียม ข้อ 5.1.6

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
13. การประมง และการเดินเรือ	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รายงานอุบัติการณ์ที่เกี่ยวข้องกับการประมงและการเดินเรือ ▪ บันทึกการรื้อถอนซึ่ง ซึ่งถูกทำลาย และการชดเชย ▪ บันทึกข้อร้องเรียนและการติดตามผล <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลเป็นรายปี ▪ จัดทำบันทึกการรื้อถอนซึ่งและการชดเชย โดยเริ่มตั้งแต่ก่อนติดตั้งแท่นหลุมผลิตและท่อส่งก๊าซ จนถึงสิ้นสุดอายุโครงการฯ ▪ จัดทำรายงานสรุปการรื้อถอนซึ่ง บันทึกการชดเชย และบันทึกการร้องเรียน เพื่อนำเสนอ สผ. และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ปีละ 1 ครั้งพร้อมกับรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ <p>พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่โครงการฯ และสมาคมประมงจังหวัดสงขลา และปัตตานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <p>ตลอดระยะเวลาดำเนินการ</p>	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	กำหนดไว้แล้วในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการติดตั้งโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม ข้อ 4.1.1-4.1.6
14. สุนทรียภาพ การท่องเที่ยว และสันทนาการ	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รายงานอุบัติการณ์ที่เกี่ยวข้องกับเรื่องสุนทรียภาพ การท่องเที่ยว และสันทนาการ ▪ บันทึกข้อร้องเรียนและการติดตามผล <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลเป็นรายปี ▪ จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เสนอ สผ. และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบปีละครั้ง <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่โครงการฯ ▪ ชุมชนและสมาคมประมงจังหวัดสงขลาและปัตตานี <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการเมื่อมีเรื่องร้องเรียน 	ไม่ได้กำหนดมาตรการนี้	<p>กำหนดไว้แล้วในหัวข้อ 13.เศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข</p> <p>หมายเหตุ: พื้นที่โครงการอาทิตย์อยู่ไกลจากชายฝั่งและเกาะที่ใกล้ที่สุดมากกว่า 100 กิโลเมตร ซึ่งไม่สามารถมองเห็นองค์ประกอบของโครงการฯ ได้แม้ว่าจะอยู่ในช่วงเวลาที่ทัศนวิสัยที่ดีที่สุด ดังนั้น จึงพิจารณาว่าจะไม่ได้รับผลกระทบจากกิจกรรมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์</p>

ตารางที่ 5.2-5: การเปรียบเทียบมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว และที่ขอเปลี่ยนแปลงในครั้งนี้ (ต่อ)

ปัจจัย	มาตรการติดตามตรวจสอบที่ได้รับความเห็นชอบแล้ว		มาตรการติดตามตรวจสอบที่ขอเปลี่ยนแปลง
	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 1	โครงการอาทิตย์ระยะที่ 2	
15. เหตุการณ์ไม่ปกติ	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <p>การรั่วไหลของน้ำมัน และสารเคมี</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รายงานประกอบแผนป้องกันและระงับการรั่วไหล ▪ รายงานอุบัติการณ์/ อุบัติเหตุ ▪ รายงานและฐานข้อมูลการดูแลบำรุงรักษา ▪ บันทึกการฝึกอบรมการระงับการรั่วไหลของน้ำมัน และสารเคมี <p>เพลิงไหม้/ การระเบิด</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รายงานประกอบแผนป้องกันเพลิงไหม้และการระเบิด ▪ รายงานอุบัติการณ์/ อุบัติเหตุ ▪ บันทึกข้อมูลการดูแลบำรุงรักษา ▪ บันทึกการฝึกอบรมการระงับอัคคีภัยและเหตุฉุกเฉิน ▪ บันทึกการปรับเทียบ (Calibration) เครื่องตรวจวัดก๊าซ <p>พายุไต้ฝุ่น</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ การรายงานและติดตามตรวจสอบอากาศตามแผนการระงับเหตุการณ์ฉุกเฉินจากพายุไต้ฝุ่น ▪ รายงานอุบัติการณ์/ อุบัติเหตุ ▪ รายงานการอพยพจากเหตุการณ์พายุไต้ฝุ่น ▪ บันทึกการฝึกอบรมการระงับเหตุฉุกเฉินจากการเกิดพายุไต้ฝุ่น <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ จัดทำรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ เสนอ สผ. และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติทราบปีละครั้ง <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ พื้นที่โครงการฯ <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ รวบรวมข้อมูลเป็นรายเดือนตลอดระยะเวลาดำเนินการ 	<p>ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุในระหว่างการปฏิบัติงานของโครงการฯ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และการแก้ไข ▪ รายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ <p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ บันทึกสถิติการเกิดอุบัติเหตุการรั่วไหล และเหตุการณ์ไม่ปกติที่เกิดจากการดำเนินการ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และการแก้ไข ▪ จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ <p>จำนวนสถานีเก็บตัวอย่าง/พื้นที่ดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ บริเวณพื้นที่โครงการฯ นอกชายฝั่ง <p>ระยะเวลาและความถี่</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ ตลอดระยะเวลาดำเนินการ 	กำหนดไว้แล้วในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมกระบวนการผลิตปิโตรเลียม (ข้อ 9.1.1-9.1.11)

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. น้ำจากกระบวนการผลิต	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการ 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกปริมาณน้ำจากกระบวนการผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมด และวิธีการจัดการเป็นรายเดือน 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกเป็นรายเดือน 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	<ul style="list-style-type: none"> คุณภาพน้ำทางเคมีของน้ำจากกระบวนการผลิต ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> - ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH) - โลหะ ได้แก่ สารหนู (As) และปรอทรวม (Total Hg) 	<ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างน้ำจากกระบวนการผลิตก่อนส่งเข้าเครื่องสูบน้ำอัดกลับ 1 ตัวอย่างเพื่อวิเคราะห์คุณภาพโดยใช้วิธีวิเคราะห์ตามมาตรฐานสากล เช่น US EPA 	<ul style="list-style-type: none"> 1 ครั้ง ทุก 6 เดือน จนถึงสิ้นสุดการดำเนินการ 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. น้ำทิ้งจากห้องน้ำห้องสุขา	<ul style="list-style-type: none"> แบคทีเรียกลุ่มฟีคอลโคลิฟอร์ม (Fecal Coliform Bacteria) สารแขวนลอย (Total Suspended Solid) ค่าบีโอดี (BOD) ความเป็นกรดและด่าง (pH) 	<ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างน้ำหลังผ่านระบบบำบัดน้ำเสีย และสิ่งปฏิกูล ก่อนปล่อยทิ้งลงสู่ทะเล 	<ul style="list-style-type: none"> ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
3. ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้ (เป็นรายเดือน) ปริมาณปรอทในก๊าซที่จะส่งไปที่ระบบเผาไหม้ (Flare System) (เป็นรายเดือน) 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกปริมาณก๊าซที่ส่งไปยังระบบเผาไหม้เป็นรายเดือน เก็บตัวอย่างก๊าซธรรมชาติที่จะส่งไปยังระบบเผาไหม้เป็นรายเดือน 	<ul style="list-style-type: none"> เดือนละ 1 ครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
	<ul style="list-style-type: none"> ปริมาณก๊าซเรือนกระจก (รายปี) 	<ul style="list-style-type: none"> จัดทำบัญชีการใช้เชื้อเพลิงชนิดต่างๆ เพื่อประเมินปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยออกสู่บรรยากาศจากการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ในหน่วยเทียบเท่าปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นรายปี 	<ul style="list-style-type: none"> ปีละครั้ง ตลอดระยะเวลาโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> พื้นที่โครงการอาทิตย์ 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
4. คุณภาพน้ำทะเล	<p>คุณภาพน้ำทะเลทางกายภาพ ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">อุณหภูมิ (Temperature)ความเป็นกรดและด่าง (pH)ความโปร่งใส (Transparency)สารแขวนลอย (Suspended Solid)ความเค็ม (Salinity) <p>คุณภาพน้ำทะเลทางเคมี ได้แก่</p> <ul style="list-style-type: none">ไขมันและน้ำมัน (Oil and Grease)ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอน (Petroleum Hydrocarbon หรือ PH)ออกซิเจนละลาย (Dissolved Oxygen หรือ DO)โลหะ (Metals) ได้แก่<ul style="list-style-type: none">ปรอทรวม (Total Mercury)สารหนู (Arsenic)แคดเมียม (Cadmium)แบเรียม (Barium)ตะกั่ว (Lead)ทองแดง (Copper)โครเมียมรวม (Total Chromium)สังกะสี (Zinc)เหล็ก (Iron)แมงกานีส (Manganese)นิกเกิล (Nickel)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">ใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเลและระดับความลึกตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ เรื่อง กำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำทะเล ลงวันที่ 31 สิงหาคม 2564 หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">1 ตัวอย่าง ต่อระดับความลึกที่ 4 ระดับความลึก ได้แก่<ul style="list-style-type: none">1 เมตร จากผิวน้ำ20 เมตร จากผิวน้ำ40 เมตร จากผิวน้ำ1 เมตร เหนือพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">ทุก 3 ปี ตามรอบการเก็บตัวอย่างต่อเนื่องจากมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับการเห็นชอบแล้วดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ในช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมรุนแรง	<ul style="list-style-type: none">สถานีบริเวณรอบกลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์ (รัศมีจากตำแหน่งแท่น APP)สถานีบริเวณแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งอยู่แล้วในปัจจุบัน (AWP1N, AWP8 และ AWP29)สถานีอ้างอิง 1 สถานีจำนวน 10 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">4 สถานี ที่ระยะ 100 เมตร4 สถานี ที่ระยะ 500 เมตร2 สถานี ที่ระยะ 1,000 เมตร(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 5.2-2)	3,000,000 บาท ต่อโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียม 1 แห่ง (รวมงบประมาณสำหรับการติดตามตรวจสอบปัจจัยสิ่งแวดล้อมในข้อ 1-7 โดยค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่ได้รวมค่าเช่าเรือและน้ำมันเชื้อเพลิงในการเก็บตัวอย่าง)	ปตท.สผ.
			<ul style="list-style-type: none">1 ครั้ง ในปีแรกที่เริ่มส่งปิโตรเลียมเข้าสู่กระบวนการผลิต (ไม่ต้องดำเนินการหากดำเนินการเจาะหลุมผลิตแล้วเริ่มดำเนินการผลิตต่อเนื่องในปีเดียวกัน) และหลังจากนั้นทุก 3 ปีดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ ในช่วงเวลาที่ปลอดภัยจากมรสุมและสภาพคลื่นลมรุนแรง	<ul style="list-style-type: none">สถานีบริเวณตัวแท่นแท่นหลุมผลิตที่ติดตั้งเพิ่มเติมตามแผนพัฒนาในระยะต่อไป จำนวน 3 แท่นแรกที่ถูกกำหนดให้เป็นตำแหน่งตัวแท่นสำหรับการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในระยะหลังการเจาะหลุมผลิตจำนวน 10 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">4 สถานี ที่ระยะ 100 เมตร4 สถานี ที่ระยะ 500 เมตร2 สถานี ที่ระยะ 1,000 เมตร(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 5.2-2)		

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
5. คุณภาพดิน ตะกอนพื้นที่ ทะเล	<ul style="list-style-type: none"> ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution) ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH) โลหะ (Metals) ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> ปรอทรวม (Total Mercury) สารหนู (Arsenic) แคดเมียม (Cadmium) แบเรียม (Barium) ตะกั่ว (Lead) ทองแดง (Copper) โครเมียมรวม (Total Chromium) แมงกานีส (Manganese) เหล็ก (Iron) สังกะสี (Zinc) นิกเกิล (Nickel) 	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นที่ท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none"> เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
6. สัตว์หน้าดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab Sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม และนำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <p>จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล และดินตะกอนพื้นท้องทะเล	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
7. ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ ชนิด ความยาว และน้ำหนักปลา▪ ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา▪ ความสัมพันธ์ (Correlation) ของปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลา และน้ำหนักปลา	<p>วิธีดำเนินการ</p> <p>เก็บตัวอย่างปลาหน้าดิน 20 ตัว ขนาดน้ำหนักตั้งแต่ 0.5 กิโลกรัม ขึ้นไป โดยแต่ละชนิดมีจำนวนอย่างน้อย 3 ตัว เพื่อนำมาวิเคราะห์ปริมาณปรอทรวมในเนื้อเยื่อปลาหน้าดิน</p>	<ul style="list-style-type: none">▪ ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
8. แพลงก์ตอนพืช	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มและชนิด จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีการเก็บ <ul style="list-style-type: none"> ตามแนวทางการจัดทำรายการการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ตักกรอง ด้วยถุงแพลงก์ตอน ขนาดตา 20 ไมโครเมตร ระดับความลึก – 2 ระดับ ที่ระดับ 1–2 เมตร จากผิวน้ำทะเล ที่ระดับฐานของ Euphotic Zone จำนวนตัวอย่าง ระดับความลึกละ 2 ตัวอย่าง 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> สถานีบริเวณรอบโครงสร้างเพื่อการผลิตปิโตรเลียมของโครงการฯ ที่เก็บตัวอย่างคุณภาพน้ำทะเล สถานีอ้างอิง 1 สถานี จำนวน 2 สถานีต่อแท่น ที่ระยะ 500 เมตร ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ (NW) และทิศตะวันออกเฉียงใต้ (SE) (รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 5.2-2) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
9. แพลงก์ตอนสัตว์	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มและชนิด จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none"> ตามแนวทางการจัดทำรายการการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ลากแบบเฉียง (Oblique) เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ ด้วยถุงเก็บแพลงก์ตอนขนาดตา 330 ไมโครเมตร หรือใกล้เคียง ระดับความลึก ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร จำนวนตัวอย่าง จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

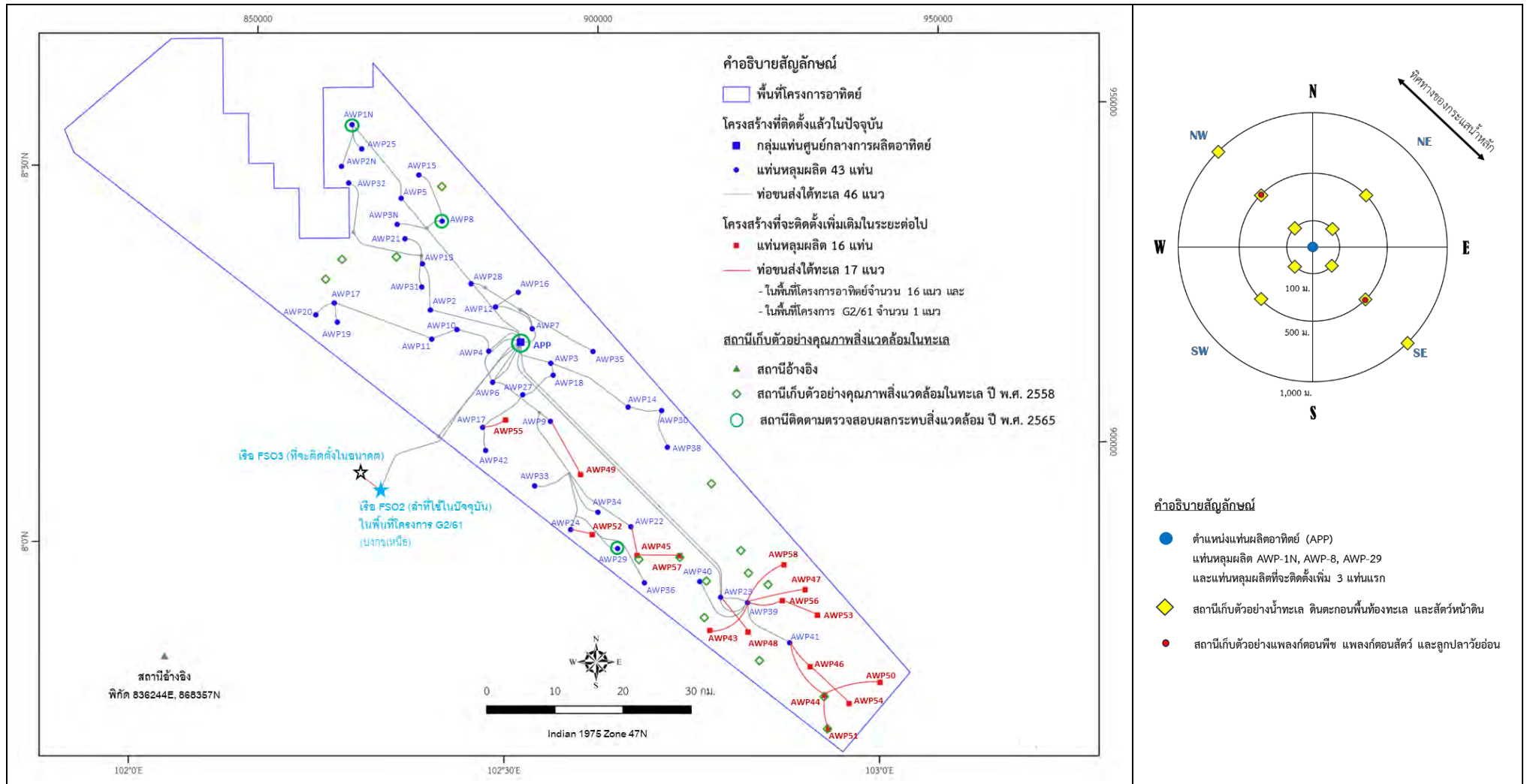
ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
10. ลูกปลาวัยอ่อน	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มและชนิด จำนวน และปริมาณความหนาแน่น 	วิธีดำเนินการ <ul style="list-style-type: none"> ตามแนวทางการจัดทำรายการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาศักยภาพปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด ลากแบบเฉียง (Oblique) ด้วยความเร็วเรือประมาณ 2 นอต หรือความเร็วต่ำสุดของเรือ เป็นระยะเวลาประมาณ 30 นาที โดยให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร ถุงแพลงก์ตอน: ขนาดตา 330 และ 550 ไมโครเมตร ภายในถุงเดียวกัน ระดับความลึก <ul style="list-style-type: none"> ให้ปากถุงด้านล่างอยู่เหนือพื้นท้องทะเล 5 เมตร จำนวนตัวอย่าง <ul style="list-style-type: none"> จำนวน 1 ตัวอย่างต่อสถานี 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการพร้อมกับการเก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อมอื่นๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างแพลงก์ตอนพืช 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.
11. สัตว์เลี้ยงลูกด้วยนม	<ul style="list-style-type: none"> ข้อมูลของสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบ ได้แก่ ประเภทชนิด (ถ้าจำแนกได้) จำนวนวันและเวลาที่พบ 	<ul style="list-style-type: none"> บันทึกข้อมูลสัตว์เลี้ยงลูกด้วยนมที่พบในระหว่างดำเนินการเก็บตัวอย่าง (ถ้าไม่พบให้รายงานตามจริง) 	<ul style="list-style-type: none"> ดำเนินการในช่วงที่เก็บตัวอย่างปัจจัยสิ่งแวดล้อม (ข้อ 4-10) 	<ul style="list-style-type: none"> ทุกพื้นที่ที่ทำการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อม (ข้อ 4-10) 	รวมกับงบประมาณที่แสดงในหัวข้อคุณภาพน้ำทะเล	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2-6: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS) (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
12. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยของพนักงาน	<ul style="list-style-type: none"> ระดับเสียงในพื้นที่ทำงาน ได้แก่ $L_{eq-12hr}$ และ L_{max} 	<ul style="list-style-type: none"> ใช้อุปกรณ์ตรวจวัดเสียงที่สถานีต่างๆ 	<ul style="list-style-type: none"> ปีละ 1 ครั้ง 	<ul style="list-style-type: none"> แท่นที่פקอาศัย (ห้องพักและห้องทำงาน) รวม 2 สถานี แท่นผลิตอาทิตย์ (ที่ชั้น Upper Deck และ Main Deck) รวม 2 สถานี แท่นหลุมผลิต (AWP1) จำนวน 1 สถานี 	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
13. เศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุข	<ul style="list-style-type: none"> ข้อร้องเรียนด้านเศรษฐกิจ-สังคม และสาธารณสุขที่เกิดจากกิจกรรมโครงการฯ การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน) 	<ul style="list-style-type: none"> รวบรวมข้อมูลจากช่องทางรับเรื่องร้องเรียนที่โครงการฯ จัดขึ้น และจัดทำมาตรการป้องกันและแก้ไขเพิ่มเติมให้เหมาะสม กรณีพิสูจน์ได้ว่าเป็นผลกระทบที่เกิดจากกิจกรรมของโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการฯ 	<ul style="list-style-type: none"> กลุ่มผู้ที่อาจได้รับผลกระทบโดยตรงจากกิจกรรมของโครงการฯ ได้แก่ กลุ่มประมงพาณิชย์ที่ใช้ประโยชน์พื้นที่ร่วมกับโครงการฯ กลุ่มชุมชนที่อยู่รอบฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม สงขลา 	รวมอยู่ในงบประมาณดำเนินโครงการฯ	ปตท.สผ.

รูปที่ 5.2-2: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ก่อนเริ่มใช้ระบบ CCS)



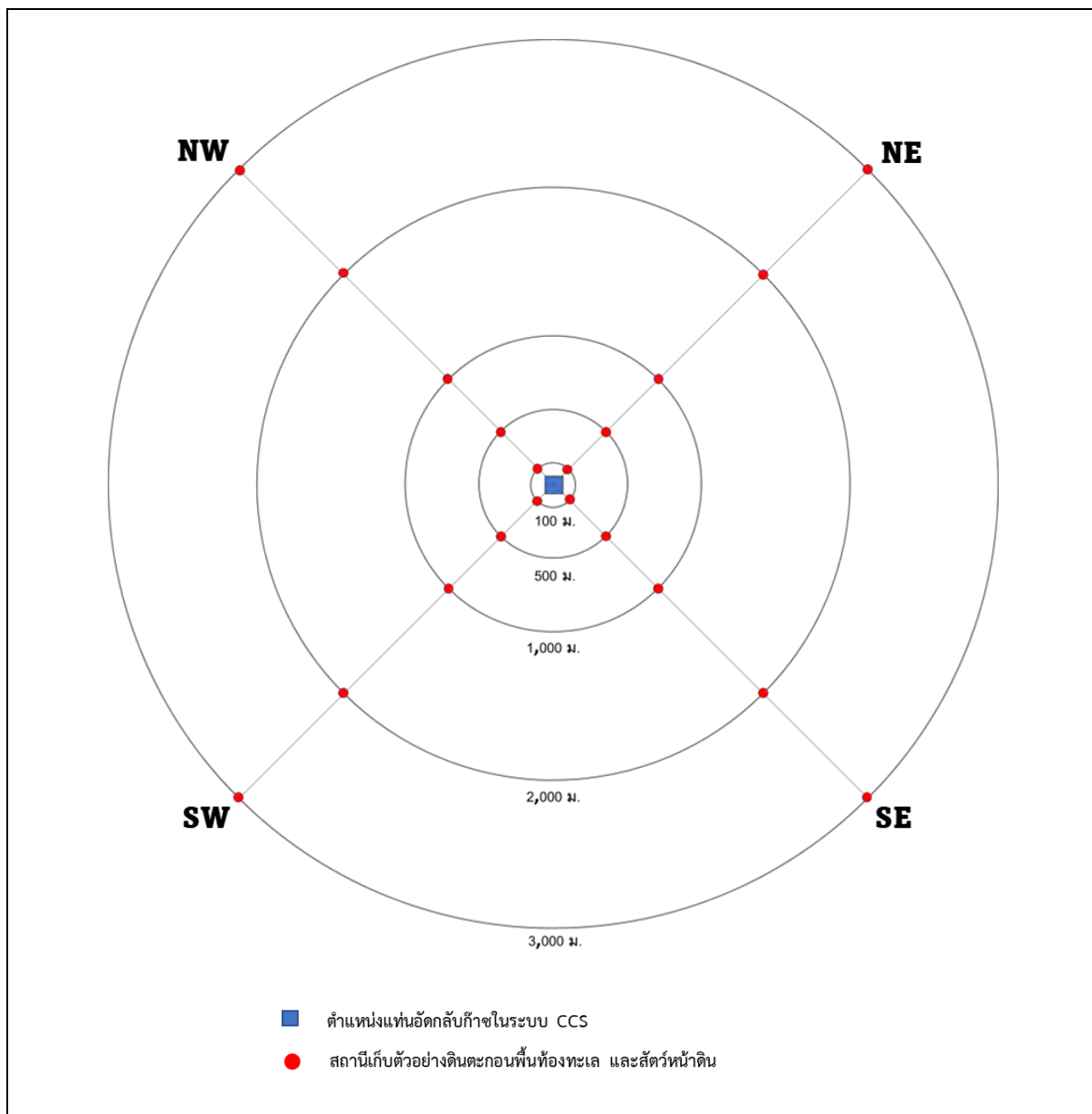
ตารางที่ 5.2-7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
1. ปริมาณก๊าซที่เผาไหม้	<ul style="list-style-type: none">▪ ปริมาณก๊าซที่อัดกลับด้วยระบบ CCS (เป็นรายเดือน)	<ul style="list-style-type: none">▪ บันทึกปริมาณก๊าซที่ส่งไปอัดกลับลงหลุมด้วยระบบ CCS เป็นรายเดือน	<ul style="list-style-type: none">▪ เดือนละ 1 ครั้ง หลังเริ่มใช้ระบบ CCS จนถึงสิ้นสุดระยะเวลาโครงการฯ	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มแท่นศูนย์กลางการผลิตอาทิตย์	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.
2. คุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">▪ ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH)▪ ขนาดอนุภาคของตะกอน (Particle Size Distribution)▪ ปิโตรเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (Total Petroleum Hydrocarbon หรือ TPH)	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ เก็บตัวอย่างดินตะกอนพื้นท้องทะเล โดยใช้วิธีการเก็บและวิเคราะห์ตัวอย่างที่เป็นที่ยอมรับในปัจจุบัน เช่น ประกาศกรมควบคุมมลพิษ เรื่อง กำหนดหลักเกณฑ์คุณภาพตะกอนดินชายฝั่งทะเล ลงวันที่ 9 ตุลาคม 2558 และ USEPA หรือฉบับล่าสุด <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ เก็บตัวอย่าง 3 ครั้ง เพื่อรวมเป็น 1 ตัวอย่าง (Composite sample) ต่อ 1 สถานี	<ul style="list-style-type: none">▪ 1 ครั้ง ก่อนเริ่มใช้งานระบบ CCS และหลังจากนั้นทุกๆ 3 ปี พร้อมกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพสิ่งแวดล้อมอื่นในช่วงก่อนมีระบบ CCS	<ul style="list-style-type: none">▪ สถานีบริเวณรอบตำแหน่งแท่นหลุมอัดกลับก๊าซในระบบ CCS ทุกแท่น▪ จำนวน 20 สถานีต่อแท่น<ul style="list-style-type: none">- 4 สถานีที่ระยะ 100 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 500 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 1,000 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 2,000 เมตร- 4 สถานีที่ระยะ 3,000 เมตร(รายละเอียดสถานีแสดงในรูปที่ 5.2-3)	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.

ตารางที่ 5.2 7: มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมระยะการผลิตปิโตรเลียมของโครงการอาทิตย์ ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS (ต่อ)

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบ	วิธีดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	พื้นที่ดำเนินการ	งบประมาณ (บาท/ครั้ง)	ผู้รับผิดชอบ
3. สัตว์น้ำดิน	<ul style="list-style-type: none">▪ กลุ่มและชนิด▪ จำนวน และปริมาณความหนาแน่น	<p>วิธีดำเนินการ</p> <ul style="list-style-type: none">▪ ตามแนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล (สผ., 2562) หรือฉบับล่าสุด▪ ใช้อุปกรณ์เก็บตัวอย่าง (Grab Sampler) ให้เหมาะสมกับสภาพพื้นที่ท้องทะเลและมีขนาดที่เหมาะสม และนำมาร่อนผ่านตะแกรงร่อน 4 ชั้น โดยใช้ขนาดตา 5, 2, 1 และ 0.5 มิลลิเมตร <p>จำนวนตัวอย่าง</p> <ul style="list-style-type: none">▪ จำนวน 3 ตัวอย่างต่อสถานี	<ul style="list-style-type: none">▪ พร้อมกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	<ul style="list-style-type: none">▪ ตำแหน่งเดียวกับการเก็บตัวอย่างคุณภาพดินตะกอนพื้นท้องทะเล	รวมอยู่ในงบประมาณของโครงการฯ	ปตท.สผ.

รูปที่ 5.2-3: ตำแหน่งและรูปแบบของสถานีติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ
 ระยะการผลิตปิโตรเลียม (ที่จะเพิ่มขึ้นหลังเริ่มใช้งานระบบ CCS)



5.3 การเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. จะต้องจัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) ซึ่งเป็นหน่วยงานอนุญาตและกำกับดูแล เพื่อรวบรวมเสนอต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ดังนี้

5.3.1 กำหนดการจัดส่ง

จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ปีละ 1 ครั้ง ต่อเนื่องจากที่ดำเนินการอยู่แล้วในปัจจุบันจนสิ้นสุดอายุโครงการฯ ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง หลักเกณฑ์ และวิธีการจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมซึ่งผู้ดำเนินการ หรือผู้ขออนุญาต จะต้องจัดทำเมื่อได้รับอนุญาตให้ดำเนินโครงการหรือกิจการแล้ว (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2564 ลงวันที่ 30 พฤศจิกายน 2564 หรือฉบับล่าสุด

ทั้งนี้ หากในปีใดมีการเก็บตัวอย่างและวิเคราะห์คุณภาพสิ่งแวดล้อมตามที่เสนอในมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ ให้ผนวกไว้ในเล่มเดียวกัน

5.3.2 วิธีการจัดส่ง

จัดส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม จำนวน 2 ชุด (เล่มรายงาน พร้อมไฟล์อิเล็กทรอนิกส์)

บทที่ 6

เอกสารอ้างอิง



6 เอกสารอ้างอิง

- กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2563. รายงานประจำปี 2563 กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง
- กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2565. เอกสารชุดพื้นที่คุ้มครองทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง <https://dmcrth.dmcg.go.th/mcrp/> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565
- กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2565. ศูนย์ข้อมูลกลางด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง, <http://marinegiscenter.dmcg.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565
- กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2566. คลังความรู้ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง <https://km.dmcg.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนมกราคม 2566
- กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2566. รายงานสถานการณ์ด้านทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง และการกัดเซาะชายฝั่งของประเทศไทย พ.ศ. 2564. กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง
- กรมประมง 2565. รายงานสถิติปริมาณการจับสัตว์น้ำเค็มจากการทำการประมงพาณิชย์ 2564. กรมประมง
- กรมประมง 2565. สถิติเรือประมงไทยปี 2565. กรมประมง
- กรมประมง 2565. สถิติปริมาณและมูลค่าสัตว์น้ำเค็มขึ้นท่ารายจังหวัด ประจำปี 2564. กรมประมง
- กรมอุตุนิยมวิทยา. 2565. ข้อมูลสภาพภูมิอากาศโดยทั่วไป ฤดูมรสุม และสถิติพายุหมุนเขตร้อน. <https://www.tmd.go.th/info/tmd-knowledges> สืบค้นเมื่อเดือนกันยายน 2565
- กรมอุตุนิยมวิทยา. 2565. สถิติภูมิอากาศในช่วงปี พ.ศ. 2535-2564 (คาบ 30 ปี) ของสถานีผลการตรวจวัดที่สถานีอุตุนิยมวิทยาปัตตานี. กรมอุตุนิยมวิทยา
- กรมอุทกศาสตร์. 2538. รายงานการวิเคราะห์ข้อมูลสมุทรศาสตร์เขตกลางอ่าวไทย 2525-2536. กรมอุทกศาสตร์. กองทัพเรือ.
- กรมอุทกศาสตร์. 2541. นวัตกรรมน้ำไทย. กรมอุทกศาสตร์. กองทัพเรือ.
- กรมอุทกศาสตร์. 2551. ข้อมูลอุตุนิยมวิทยาทางทะเล. กรมอุทกศาสตร์. กองทัพเรือ.
- กรมอุทกศาสตร์. 2563. แผนที่เดินเรือในอ่าวไทย แผนที่หมายเลข 045. กรมอุทกศาสตร์. กองทัพเรือ.
- กรมเจ้าท่า. 2565. ข้อมูลสถิติการขนส่งสินค้าและผู้โดยสารทางน้ำ ในปี พ.ศ. 2562-2564 <https://md.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566

กระทรวงสาธารณสุข. 2566. ระบบข้อมูล 43 แฟ้ม (HDC) รายงานมาตรฐาน ปีงบประมาณ 2561-2565 ของ
กระทรวงสาธารณสุข. <https://hdcservice.moph.go.th/hdc/main/index.php/> สืบค้นเมื่อเดือน
มีนาคม พ.ศ. 2566

กองกฎหมาย กรมประมง. 2566. กฎหมายด้านการประมง <https://www.fisheries.go.th/law/web2/> สืบค้นเมื่อ
เดือนมกราคม 2566

คณะกรรมการจัดการความรู้เพื่อผลประโยชน์แห่งชาติทางทะเล. 2566. ฐานข้อมูลความรู้ทางทะเล
<http://www.mkh.in.th> สืบค้นเมื่อเดือนเดือนมกราคม 2566

จิตติมา อายุตะตะกะ. 2544. การศึกษาเบื้องต้นประชาคมสิ่งมีชีวิตพื้นทะเล. สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
กรุงเทพฯ.

นิฐารัตน์ ปภาวสิทธิ์. 2545. สัตว์ทะเลหน้าดิน. เล่มที่ 22. หนังสือสารานุกรมไทยสำหรับเยาวชน
โดยพระราชประสงค์ในพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว. กรุงเทพฯ: รุ่งศิลป์การพิมพ์.

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). 2548. รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการ
ผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) |
แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). 2558. รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในรายงานการ
วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ ของบริษัท ปตท.สำรวจ
และผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แปลงสัมปทานหมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย
ครั้งที่ 1

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). 2559. รายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการ
ผลิตปิโตรเลียมในทะเล ของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) แหล่งอาทิตย์
ระยะที่ 2 แปลง 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). 2565. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไข
ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในปี พ.ศ. 2565 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งอาทิตย์ แปลงสัมปทาน
หมายเลข 14A 15A และ 16A บริเวณอ่าวไทย

มณฑล แก่นมณี. 2554. น้ำขึ้นน้ำลง. คณะเทคโนโลยีการเกษตร สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าเจ้าคุณทหาร
ลาดกระบัง. http://www.agri.kmitl.ac.th/elearning/courseware/aquatic /5_tidal_ patterns.html.

มาลินี นัตรมงคลกุล และชิดชัย จันทน์ตังสี. 2548. แพลงก์ตอน. โครงการอนุรักษ์พันธุกรรมพืชอันเนื่องมาจาก
พระราชดำริสมเด็จพระเทพรัตนราชสุดาฯสยามบรมราชกุมารี, กรุงเทพฯ.

ลัดดา วงศ์รัตน์. 2543. แพลงก์ตอนสัตว์. พิมพ์ครั้งที่ 2. สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

ลัดดา วงศ์รัตน์. 2542. แพลงก์ตอนพืช. พิมพ์ครั้งที่ 2. สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ.

ศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล กองทัพเรือ. 2562. <https://www.acdc.navy.mi.th/> สืบค้นเดือนกุมภาพันธ์ 2566

สถาบันวิจัยและพัฒนาทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง. 2558. รายงานการสำรวจและประเมินสถานภาพและศักยภาพทรัพยากร ทางทะเลและชายฝั่ง ปะการังและหญ้าทะเล ปี 2558. โรงพิมพ์ชุมนุมสหกรณ์การเกษตรแห่งประเทศไทย จำกัด

สำนักความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมทางน้ำ กรมเจ้าท่า. 2565. สถิติการเกิดอุบัติเหตุการคมนาคมทางน้ำปี พ.ศ. 2560-2564 กรมเจ้าท่า

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2566. ข้อมูลพื้นที่ชุ่มน้ำของประเทศไทย <http://wetlands.onep.go.th/wetland/wetlandforthai/status/about> สืบค้นเดือนมกราคม 2566

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2562. แนวทางการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมโครงการพัฒนาปิโตรเลียมในทะเล. สำนักงานนโยบายและแผน ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2562. แนวทางการมีส่วนร่วมของประชาชน ในกระบวนการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำนักงานนโยบายและ แผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2566. แนวทางการประเมินผลกระทบทางสุขภาพ ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของประเทศไทย. สำนักงานนโยบายและแผน ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. 2565. แนวทางการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านสุขภาพ. สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำนักงานสถิติจังหวัดปัตตานี. 2566. รายงานสถิติจังหวัดปัตตานี พ.ศ. 2560-2564 <http://pattani.nso.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566

สำนักงานสถิติจังหวัดสงขลา. 2566. รายงานสถิติจังหวัดสงขลา พ.ศ. 2561-2565 <http://songkla.nso.go.th/> สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566

สำนักงานสถิติแห่งชาติ. 2566. รายการข้อมูลสถิติที่สำคัญ [http://statbbi.nso.go.th/staticreport/ page/ sector/th/index.aspx](http://statbbi.nso.go.th/staticreport/page/sector/th/index.aspx) สืบค้นเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ 2566

ภาษาอังกฤษ

- Andrew D.E., Lenore S.C., Bugene W.R., Arnold E.G. 2017. Standard Method for the Examination of Water & Wastewater: Centennial Edition (Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater). APHA, AWWA and WEF. 23rd Edition, Part 10000 Biological Examination.
- American Petroleum Institute (API). 2009. Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry. Washington, DC, August 2009. http://www.api.org/ehs/climate/new/upload/2009_ghg_compendium.pdf
- Australian Petroleum Exploration Association (APEA). 1994. Environmental Implications of Offshore Oil & Gas Development in Australia. The Findings of an Independent Scientific Review. Australian Petroleum Exploration Association.
- Ayers, R.C.Jr., Meek, R.P., Sauer, T.C.Jr. and Stuebner, D.O. 1980a. An Environmental Study to Assess the Effect of Drilling Fluids on Water Quality Parameters during High Rate, HighVolume Discharges to the Ocean. Proceedings of Symposium, Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings. January 21-24, 1980. Lake Buena Vista, Florida. Vol. I. pp. 351-379.
- Ayers, R.C.Jr., Sauer, T.C.Jr., Meek, R.P. and Bowers, G. 1980b. An Environmental Study to Assess the Impact of Drilling Discharges in the Mid-Atlantic. I. Quantity and Fate of Discharges. Proceedings of Symposium, Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings. January 21-24, 1980. Lake Buena Vista, Florida. Vol. I. pp. 382-418.
- Boesch, D.F. and Rabalais, N.N. 1987. Long-term Effects of Offshore Oil and Gas Development. Elsevier Applied Science. New York.
- Boltovskoy, D. 1999. Radiolaria Polycystina. South Atlantic Zooplankton (Boltovskoy D., ed.). Backhuys Publishers. Leiden. pp. 149-212.
- Boschee, P., 2013, Advancements in the Removal of Mercury from Oil: Oil and Gas Facilities, V.2. p.12-17
- Bradford-Grieve, J.M. 1999. The marine fauna of New Zealand: Pelagic Calanoid Copepoda: Arietellidae, Augaptilidae, Heterorhabdidae, Lucicutiidae, Metridinidae, Phyllopodidae, Centropagidae, Pseudodiaptomidae, Temoridae, Candaciidae, Pontellidae, Sulcanidae, Acartiidae, Tortanidae. NIWA Biodiversity Memoirs 111: 1-268.
- Brandsma, M.G., Davis, L.R., Ayers, R.C. Jr. and Sauer, T.C.Jr. 1980. A Computer Model to Predict the Short-Term Fate of Drilling Discharges in the Marine Environment. Proceeding Symposium On Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings. January 21-24, 1980. Lake Buena Vista, Florida. Vol. 1. pp. 588- 608.

- Breuer, E., Howe, J.A., Shimmield, G.B., Cummings, D. and Carroll, J. 1999. A review of Contaminant Leaching from Drill Cuttings Piles of the Northern and Central North Sea. Scottish Association for Marine Science. Centre for Coastal & Marine Science. Dunstaffnage Marine Laboratory.
- Chareonpanich, C., Tsutsumi, H. and Montani, S. 1994. Efficiency of the decomposition of organic matter, loaded on the sediment, as a result of the biological activity of *Capitella* sp. I. Marine Pollution Bulletin. 25: 314-318.
- Houghton, J.P., Beyer, D.L. and Thielk, E.D. 1980b. Effects of Oil Well Drilling Fluids on Several Important Alaskan Marine Organisms. Proceedings of Symposium, Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings. January 21-24, 1980. Lake Buena Vista, Florida. Vol. II. pp. 1017-1044.
- Houghton, J.P., Britch, R.P., Miller, R.C. and Runchal, A.K. 1980a. Drilling Fluid Dispersion Studies at the Lower Cook Inlet, Alaska. Proceedings of Symposium, Research on Environmental Fate and Effects of Drilling Fluids and Cuttings. January 21-24, 1980. Lake Buena Vista, Florida. Vol. I. pp. 285-308.
- IPIECA. 2014. An IPIECA Good Practice Guide: Mercury management in petroleum refining. <https://www.ipieca.org/resources/good-practice/mercury-management-in-petroleum-refining/>
- Johnston, D.M. 1998. Seapol Integrated Studies of the Gulf of Thailand. Innomedia Co. Ltd., Bangkok.
- K. Andersson et. Al. (eds.), 2016. Shipping and the Environment, Springer-Verlag Berlin Heidelberg
- Kasturirangan, L.R. 1963. A key for the identification of the Rattulidae. Bull. U.S. Fish Commn. 22: 273-352
- Kennicutt, M.C., Boothe, P.N., Wade, T.L., Sweet, S.T., Rezak, R., Kelly, F.J., Brooks, J.M., Presley, B.J. and Wiesenburg, D.A. 1996. Geochemical Patterns in Sediments Near Offshore Production Platforms. Canadian Journal of Fisheries and Aquatic Science. 53 : 2554-2566.
- Ludwig, H.F. 1976. Background Information Relating to Environmental Guidelines for Zones in Gulf of Thailand (n.p.).
- McCutcheon, S.C., Dongwei, Z. and Bird, S. 1990. Model calibration, validation, and use, Chapter 5 in Technical Guidance Manual for Performing Waste Load Allocations. In: Martin, J.J., Ambrose, R.B. and McCutcheon, S.C. (Eds). Book III: Estuaries, Part 2: Application of estuarine waste load allocation models. US Environmental Protection Agency. Office of Water. March 1990.

- National Research Council (NRC). 1983. Drilling Discharges in the Marine Environment, Panel on Assessment of Fates and Effects of Drilling Fluids and Cuttings in the Marine Environment: Marine Board Commission on Engineering and Technical Systems. National Academy Press. Washington.
- National Research Council (NRC). 1983. Risk Assessment in the Federal Government: Managing the process. National Academy Press. Washington.
- Neff, J.M. 2005. Composition, Environmental Fates, and Biological Effects of Water-based Drilling Mud and Cuttings Discharged to the Marine Environment: A Synthesis and Annotated Bibliography. Washington DC: American Petroleum Institute. Plancton. St. Johns: the Department of Fisheries and Oceans, Science Branch Canadian, technical report of fisheries and aquatic sciences. no. 2679.
- Nguyen, V.T. 1998. Environmental management of the seabed. op.98.44052, Shell.
- Nord Stream. 2012. Results of Environmental and Socio-economic Monitoring 2011, Nord Stream Project, September 2012.
- Pollution Control Department (PCD). 2006. Final Report Proposed Marine and Coastal Sediment Quality Guideline. Marine Environment Division, Water Quality Management Bureau. Pollution Control Department. Ministry of natural Resources and Environment.
- Srisuksawad, K., Porntepkasemsan, B., Nouchpramool, S., Yamkate, P., Carpenter, R., Peterson, M.L. and Hamilton, T. 1997. Radionuclideactivities, geochemistry and accumulation rates of sediments in the Gulf of Thailand. Continental Shelf Research. 17(8): 925–965.
- Zigic, S., Zapata, M., Isaji, T., King, B. and Lemckert, C. 2003. Modelling of Moreton Bay using an ocean/coastal circulation model. Coast and Ports Australasian Conference, 9-12 September 2003. Auckland, New Zealand. paper 170.