



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

ภาคผนวก



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 1

หนังสือเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ  
จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.)



ที่ ทส 1009/ 2663

สำนักงานนโยบายและแผน  
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม  
60/1 ซอยพิบูลวัฒนา 7 ถนนพระรามที่ 6  
กรุงเทพฯ 10400

21 มีนาคม 2546

เรื่อง การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

เรียน อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สำเนาหนังสือบริษัท ไทยเซลล์เอ็กซ์พลอเรชั่นแอนด์โปรดักชั่น จำกัด  
ที่ EPH-2/1102 ลงวันที่ 29 พฤศจิกายน 2545
2. สำเนาหนังสือบริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด  
ที่ ENV/ทพ/ธจ/45018. TSE/03/TLET - 011 ลงวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2546
3. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมัน  
ประตูเฒ่าดอนใต้ หมายเลขสัมปทาน S 1 ตั้งอยู่ที่อำเภอบางระกำ จังหวัด  
พิษณุโลก และอำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย

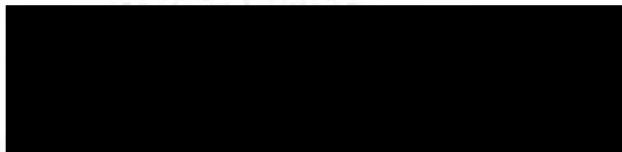
ตามที่บริษัท ไทยเซลล์เอ็กซ์พลอเรชั่นแอนด์โปรดักชั่น จำกัด ได้เสนอรายงานการ  
วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประตูเฒ่าดอนใต้ หมายเลขสัมปทาน S 1  
ตั้งอยู่ที่อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก และอำเภอกงไกรลาศ จังหวัดสุโขทัย จัดทำรายงานโดย  
บริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม  
พิจารณา ดังปรากฏรายละเอียดในเอกสารสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 และ 2

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้พิจารณาเสนอ  
ความเห็นเบื้องต้นเกี่ยวกับรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมัน  
ประตูเฒ่าดอนใต้ หมายเลขสัมปทาน S 1 ให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการ  
วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านโครงการเหมืองแร่ โครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียม  
พิจารณาในการประชุมครั้งที่ 2/2546 เมื่อวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2546 ซึ่งคณะกรรมการฯ พิจารณา

แล้วมีมติเห็นชอบกับรายงาน โดยให้บริษัท ไทยเซลล์เอ็กซ์พลอเรชั่นแอนด์โปรดักชั่น จำกัด ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อม ตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 3 และให้บริษัทรวบรวมรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมทั้งหมด จัดทำเป็นรายงานฉบับสมบูรณ์จำนวน 3 ชุด พร้อมแผ่นบันทึกข้อมูล (CD – Rom) เสนอต่อสำนักงานภายในเวลา 1 เดือน เพื่อใช้เป็นเอกสารอ้างอิงและส่งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป ทั้งนี้ สำนักงานได้ส่งมอบแจ้งให้บริษัท ไทยเซลล์เอ็กซ์พลอเรชั่นแอนด์โปรดักชั่น จำกัด และบริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด ทราบและดำเนินการต่อไปด้วยแล้ว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการต่อไป

ขอแสดงความนับถือ



รองเลขาธิการศูนย์อำนวยการแก้ไข

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำเนาถูกต้อง



นางสาวกนกพรพรหมสารกุล

สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โทรศัพท์ 0-2279-2792, 0-2271-4232 – 8 ต่อ 196

โทรสาร 0-2278-5469



ที่ ทส 1009/ 11529



สำนักงานนโยบายและแผน  
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม  
60/1 ซอยพิบูลวัฒนา 7 ถนนพระรามที่ 6  
กรุงเทพฯ 10400

14 พฤศจิกายน 2548

เรื่อง การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

เรียน อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สำเนาหนังสือบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ. ส. 4.450/จ.0016/48  
ลงวันที่ 6 กรกฎาคม 2548
2. สำเนาหนังสือบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ. ส. 45.450/จ.0051/48  
ลงวันที่ 2 พฤศจิกายน 2548
3. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพ  
สิ่งแวดล้อม โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แหล่งหนองตุมใต้ของบริษัท  
ปตท.สผ. สยาม จำกัด สัมปทานเอส1 อำเภอบางระกำ จังหวัดพิษณุโลก

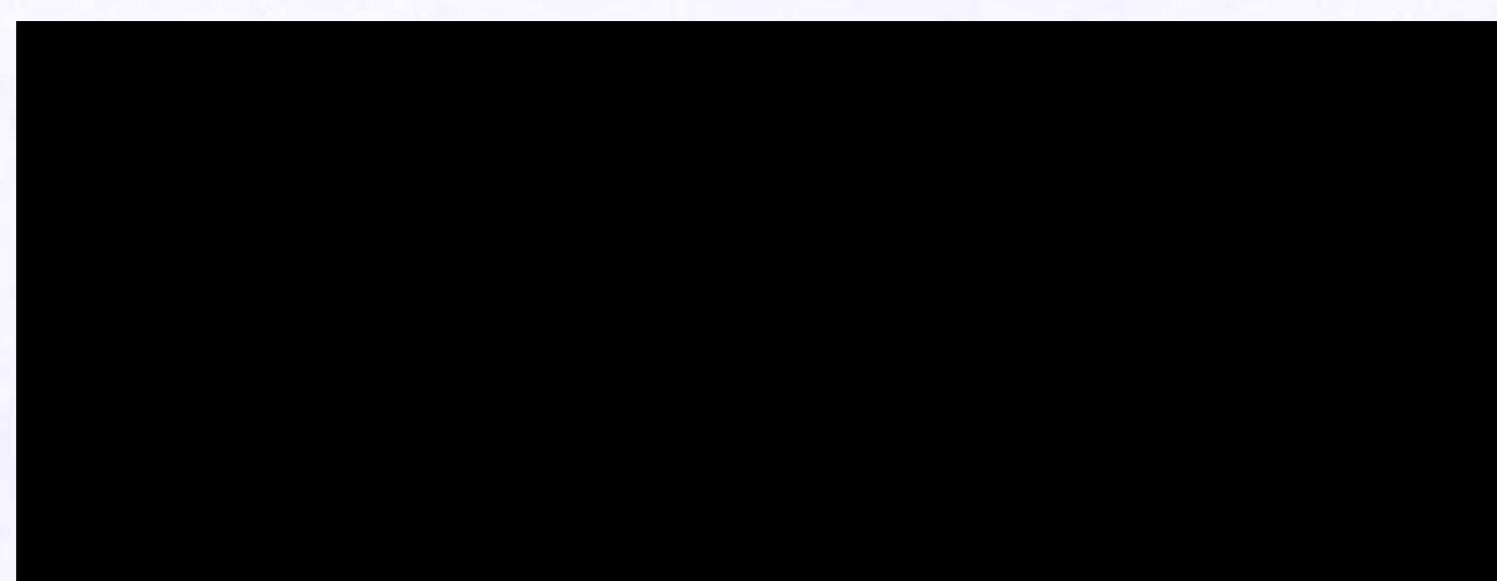
ตามที่ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ได้เสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม แหล่งหนองตุมใต้ สัมปทานเอส1 อำเภอบางระกำ จังหวัด  
พิษณุโลก จัดทำรายงานโดยบริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด ดังรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 1 นั้น

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้เสนอรายงานให้คณะ  
กรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านโครงการสำรวจและหรือ  
ผลิตปิโตรเลียม พิจารณาในการประชุมครั้งที่ 5/2548 เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2548 คณะกรรมการมีมติ  
เห็นชอบกับรายงาน โดยให้บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ  
สิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด ดังรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมา  
ด้วย 2 และ 3 พร้อมทั้งให้จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์จำนวน 2 ชุด พร้อมแผ่นบันทึกข้อมูล จำนวน 8 แผ่น  
และรายงานภาคผนวกโดยรวบรวมเอกสารข้อมูลเพิ่มเติมตามลำดับการพิจารณา จำนวน 1 ชุด เสนอต่อ  
สำนักงานภายในเวลา 1 เดือน เพื่อใช้เป็นเอกสารอ้างอิงและส่งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป ทั้งนี้  
สำนักงานได้แจ้งบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด และบริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด เพื่อดำเนินการ  
ต่อไปด้วยแล้ว

สำเนาถูกต้อง

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการต่อไป

ขอแสดงความนับถือ



เจ้าหน้าที่บริหารงานธุรการ 6

สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โทรศัพท์ 0-2279-9703 โทรสาร 0-2278-5469

รองเลขาธิการ ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม





ที่ ทส 1009.2/ 4148

สำนักงานนโยบายและแผน  
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม  
60/1 ซอยพิบูลวัฒนา 7 ถนนพระรามที่ 6  
กรุงเทพฯ 10400

4 มิถุนายน 2551

เรื่อง การพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

เรียน ผู้จัดการใหญ่ โครงการ S1 บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

- อ้างถึง 1. หนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่ ทส 1009.2/2047  
ลงวันที่ 13 มีนาคม 2551  
2. บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ.ส. 45.450/00068/08  
ลงวันที่ 17 มีนาคม 2551

สิ่งที่ส่งมาด้วย มาตราการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบ  
คุณภาพสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 ของบริษัท  
ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและจังหวัดสุโขทัย

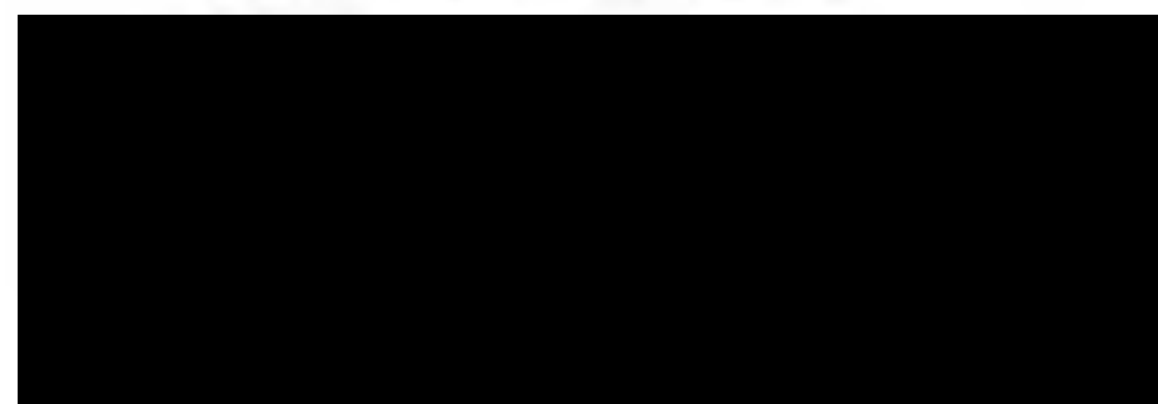
ตามหนังสือที่อ้างถึง 1 สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมแจ้ง  
ผลการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและจังหวัดสุโขทัย จัดทำ  
รายงานโดยบริษัท โพร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด ซึ่งเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการ  
วิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียมพิจารณาในการประชุมครั้งที่  
3/2551 เมื่อวันที่ 11 กุมภาพันธ์ 2551 โดยคณะกรรมการมีมติไม่เห็นชอบกับรายงานและให้เสนอข้อมูล  
เพิ่มเติมให้สำนักงานพิจารณาความละเอียดแจ้งแล้วนั้น ต่อมาบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ได้เสนอ  
รายงานข้อมูลเพิ่มเติมให้สำนักงานพิจารณาดังรายละเอียดตามหนังสือที่อ้างถึง 2



สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้เสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมฉบับเพิ่มเติม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 ของ บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและจังหวัดสุโขทัย ให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านโครงการสำรวจและหรือผลิตปิโตรเลียมพิจารณาในการประชุมครั้งที่ 5/2551 เมื่อวันที่ 10 เมษายน 2551 คณะกรรมการมีมติเห็นชอบกับรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและจังหวัดสุโขทัย โดยให้บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมที่เสนอไว้อย่างเคร่งครัด ดังรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย 2 อ.หนึ่ง ตามมาตรา 50 วรรคท้ายแห่งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ.2535 เมื่อคณะกรรมการผู้ชำนาญการได้ให้ความเห็นชอบในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามมาตรา 49 แล้ว ให้เจ้าหน้าที่ซึ่งมีอำนาจตามกฎหมายในการพิจารณาสั่งอนุญาตหรือต่ออายุใบอนุญาต นำมาตรการที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมไปกำหนดเป็นเงื่อนไขในการสั่งอนุญาตหรือต่ออายุใบอนุญาต โดยให้ถือว่าเป็นเงื่อนไขที่กำหนดตามกฎหมายในเรื่องนั้นด้วย ทั้งนี้ สำนักงาน ได้แจ้งบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และสำเนาแจ้งบริษัท โปร เอ็น เทคโนโลยี จำกัด เพื่อดำเนินการด้วยแล้ว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการต่อไป

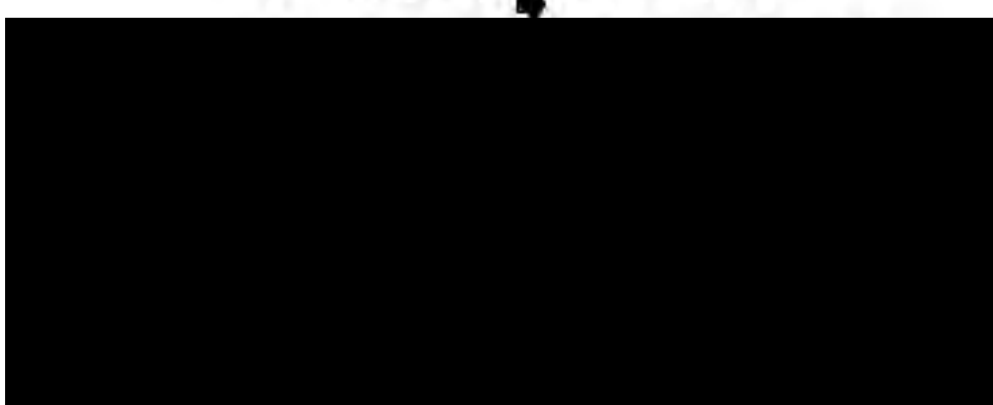
ขอแสดงความนับถือ



รองเลขาธิการ รักษาการแทน

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำเนาถูกต้อง



ผู้อำนวยการบริหารงานวิชาการ

สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โทรศัพท์ 0-2265-6618 และ 0-2265-6500 ต่อ 6792

โทรสาร 0-2265-6616



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 2

หนังสือเห็นชอบรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ  
ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ครั้งที่ 1  
จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.)  
และมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม



ที่ ทส ๑๐๐๙.๒/ ๕ ๐ ๐ ๕ .

สำนักงานนโยบายและแผน  
ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม  
๖๐/๑ ซอยพิบูลวัฒนา ๗ ถนนพระรามที่ ๖  
กรุงเทพฯ ๑๐๕๐๐

๙ พฤษภาคม ๒๕๕๗

เรื่อง การพิจารณารายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม  
แหล่งหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประจวบคีรีขันธ์และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมัน  
ประจวบคีรีขันธ์ ระยะที่ ๒ พื้นที่แปลงเอส ๑ จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ.  
สยาม จำกัด

เรียน กรรมการผู้จัดการ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

อ้างถึง ๑. หนังสือบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ.ส. ๑๒๐๐๒/๐๐๑๓/๒๕๕๖  
ลงวันที่ ๑๗ มกราคม ๒๕๕๖

๒. หนังสือบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ.ส. ๑๒๐๐๒/๐๐-๑๓๒๔๗/๒๕๕๖  
ลงวันที่ ๒๒ พฤศจิกายน ๒๕๕๖

สิ่งที่ส่งมาด้วย มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบ  
ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งหนองตูมใต้  
โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประจวบคีรีขันธ์และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประจวบคีรีขันธ์  
ระยะที่ ๒ พื้นที่แปลงเอส ๑ จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ตามหนังสือที่อ้างถึง ๑ และ ๒ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ได้เสนอรายงานการขอ  
เปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่ง  
น้ำมันประจวบคีรีขันธ์และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประจวบคีรีขันธ์ ระยะที่ ๒ พื้นที่แปลงเอส ๑ จังหวัด  
พิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด จัดทำรายงานโดย บริษัท อีอาร์เอ็ม-สยาม จำกัด ให้  
สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อดำเนินการตามลำดับขั้นตอนการพิจารณา  
รายงาน ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

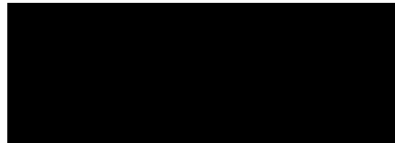
สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมได้เสนอรายงานการขอเปลี่ยนแปลง  
รายละเอียดโครงการดังกล่าว ให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบต่อ  
สิ่งแวดล้อม ด้านพัฒนาปิโตรเลียม และระบบขนส่งทางท่อ พิจารณาดำเนินการตามลำดับขั้นตอนการพิจารณารายงาน

และ...

และในการประชุมครั้งที่ ๔๒/๒๕๕๖ เมื่อวันที่ ๑๓ ธันวาคม ๒๕๕๖ คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ มีมติให้ความเห็นชอบรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการชุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประตู่เต่าตอนใต้และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประตู่เต่าตอนใต้ ระยะที่ ๒ พื้นที่แปลงเอส ๑ จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด โดยให้ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัด ดังรายละเอียดตามสิ่งที่ส่งมาด้วย พร้อมทั้งประสานผู้จัดทำรายงาน (บริษัท อีอาร์เอ็ม-สยาม จำกัด) เพื่อจัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์จำนวน ๒ ชุด และแนบบันทึกข้อมูลจำนวน ๑๐ แผ่น และรายงานภาคผนวก โดยรวบรวมรายละเอียดข้อมูลเพิ่มเติมทั้งหมดตามลำดับการพิจารณาจำนวน ๑ ชุด พร้อมแนบบันทึกข้อมูลจำนวน ๑ แผ่น เสนอต่อสำนักงานฯ ภายในเวลา ๑ เดือน เพื่อเป็นเอกสารอ้างอิงและส่งให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป ทั้งนี้ หากท่านได้รับอนุญาตโครงการแล้ว สำนักงานฯ ขอความร่วมมือจากท่านส่งสำเนาใบอนุญาตพร้อมเงื่อนไขให้สำนักงานฯ ทราบด้วย และสำนักงานฯ ได้สำเนาหนังสือแจ้งบริษัท อีอาร์เอ็ม-สยาม จำกัด พิจารณาดำเนินการด้วยแล้ว

จึงเรียนมาเพื่อโปรดพิจารณาดำเนินการต่อไป

ขอแสดงความนับถือ



รองเลขาธิการ ปฏิบัติราชการแทน

เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

สำเนาถูกต้อง



สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โทรศัพท์ ๐ ๒๒๖๕ ๖๖๑๘

โทรสาร ๐ ๒๒๖๕ ๖๖๑๖



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

### ภาคผนวกที่ 3

หนังสือเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ  
ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ครั้งที่ 2  
จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ



ที่ พน 0308/ 9 9 5



กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ  
ศูนย์เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ อาคารบี ชั้น 21  
ถนนวิภาวดีรังสิต กรุงเทพฯ 10900

4 มีนาคม 2559

เรื่อง การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ครั้งที่ 2

เรียน กรรมการบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

อ้างอิง หนังสือบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ที่ ปตท.สผ.ส. 12002/00-1444/2016 ลงวันที่ 12 กุมภาพันธ์ 2559

ตามหนังสือที่อ้างถึง 1 บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด นำส่งรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ครั้งที่ 2 ทั้งนี้บริษัทฯ ได้เปลี่ยนแปลงรายละเอียดฯ มาแล้วจำนวน 1 ครั้ง และได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการพิจารณารายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านพัฒนาปิโตรเลียม ตามหนังสือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ที่ ทส 1009.2/5003 ลงวันที่ 8 พฤษภาคม 2557 ความละเอียดแจ้งแล้ว นั้น

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้พิจารณารายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ แล้ว เห็นว่าเป็นการเปลี่ยนแปลงที่ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของโครงการฯ จึงเห็นควรอนุญาตให้บริษัทฯ ดำเนินการเปลี่ยนแปลงตามที่เสนอมาได้ ดังนี้

1. การเปลี่ยนแปลงแนววางท่อลำเลียงปิโตรเลียม ดังนี้

- แนววางท่อจากฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี ไปยังสถานีผลิตประดู่เฒ่า-เอ ระยะทางประมาณ 2.65 กิโลเมตร
- แนววางท่อจากฐานหลุมผลิตประดู่เฒ่า-ดี ไปยังฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี ระยะทางประมาณ 5.43 กิโลเมตร

2. การเปลี่ยนแปลงวิธีการวางท่อจากการวางท่อบนดินเป็นการวางท่อใต้ดิน

3. การเปลี่ยนแปลงรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และรายละเอียดในมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

ทั้งนี้ ให้บริษัทฯ ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมฯ ในรายงานฉบับหลักและที่ได้เสนอเพิ่มเติมในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ อย่างเคร่งครัด

จึงแจ้งมาเพื่อทราบและถือปฏิบัติ

ขอแสดงความนับถือ



อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

กองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

โทร. 0 2794 3383 โทรสาร 0 2794 3277

Email : jitru thai@dmf.go.th





PTT Exploration and Production Public Company Limited

บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบ  
ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2

ในรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่า  
ดอนใต้ ระยะที่ 2

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2  
ในรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าดอนใต้ ระยะที่ 2

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบ  
สิ่งแวดล้อม ของรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ในรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าดอนใต้ ระยะที่ 2 มีรายละเอียดดังนี้

- 1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบโดยทั่วไปสำหรับการดำเนินงานของโครงการ (หน้า 2/41)
- 2 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะติดตั้งระบบท่อส่งและ (หน้า 4/41)  
ผลิตผ่านระบบท่อส่งปิโตรเลียม
- 3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ (หน้า 23/41)
- 4 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพของโครงการ (หน้า 30/41)  
ในการติดตั้งระบบท่อส่งปิโตรเลียม
- 5 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมกรณีการรั่วไหลของน้ำมันดิบ (หน้า 36/41)  
ในปริมาณมาก (Major Leaks)
- 6 การประชาสัมพันธ์โครงการ (หน้า 38/41)
- 7 แผนการสำรวจทัศนคติและความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการ (หน้า 40/41)  
รูปที่ 1 แผนผังการรับคํานึงการแก้ไขข้อร้องเรียน (หน้า 41/41)

ลงนาม .....		2 กุมภาพันธ์ 2559	1
กรรมการบริษัท			



มาตรการทั่วไป	
9. ในกรณีที่ได้รับประทานที่ดินเป็นพื้นที่ป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ด้านที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ได้รับความเห็นชอบไว้แล้ว ให้ผู้รับสัมปทานแจ้งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณา ดังนี้	
9.1 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่ามีการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นมาตรการที่เกิดผลดีต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าหรือเทียบเท่ามาตรการที่กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ผ่านการพิจารณาให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการแล้ว ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติรับเงื่อนไขการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดไว้ในกฎหมายนี้ต่อไป พร้อมทั้งให้จัดทำสำเนาการปรับปรุงแก้ไขสิ่งแวดล้อมที่รับรองแล้วไว้ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ	
9.2 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การปรับปรุงแก้ไขรายละเอียด โครงการ หรือมาตรการอื่นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบของคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะต้องส่งรายงานการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในชั้นนั้น ให้ความเห็นชอบก่อนการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงมาตรการดังกล่าว	
10. หากการวางท่อใต้สิ่งปลูกสร้างหรือสิ่งปลูกสร้างใด ๆ (ปี พ.ศ. 2560) จะต้องจัดทำรายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการเพื่อไปเสนอตามเงื่อนไขของมาตรการฯ ข้อ 9 ก่อน	

รายงาน .....	กรมการนิเวศ	12 กุมภาพันธ์ 2559	3
--------------	-------------	--------------------	---

รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2

ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนางานส่งน้ำมันประจวบคีรีขันธ์ ระยะที่ 2



กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
2. เมือง	2.1 การคัดค้านทางเข้า-ออกแนววางท่อเพื่อสายเคเบิลหรือการเดินท่อ และการขุดขุดปลูกฝัง อาจทำให้เกิดเสียงดัง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อชุมชนที่อยู่ใกล้เคียง	1. ดำเนินการสำรวจพื้นที่ก่อนให้ขุดเจาะถนนหรือแนววางท่อก่อนการดำเนินการก่อสร้างแนววางท่อแต่ละแนว เพื่อให้แน่ใจว่ามีพื้นที่อ่อนไหวที่อาจได้รับผลกระทบจากการก่อสร้างแนววางท่อนั้นเป็นข้อมูลปัจจุบันในขณะดำเนินการก่อสร้างแนววางท่อ 2. ควบคุมช่วงเวลาในการทำงานของผู้รับเหมาให้ดำเนินการในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 8.00-17.00 น. 3. ดูแลและบำรุงรักษาเครื่องจักรและเครื่องจักรอย่างสม่ำเสมอ ความปลอดภัยของบ่อบำรุง หรือแผนการตรวจสอบและบำรุงรักษาเชิงป้องกัน	• พื้นที่ก่อสร้างแนวท่อ • พื้นที่ก่อสร้างแนวท่อ	• ก่อนการก่อสร้างท่อสายเคเบิลแต่ละแนว • ระหว่างดำเนินการก่อสร้างแนวท่อฯ • ระหว่างดำเนินการก่อสร้างแนวท่อฯ	บริษัท ปตท.สผ. ชอชน จำกัด
3. คุณภาพน้ำผิวดิน และนิเวศวิทยาทางน้ำ	3.1 ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำที่อาจเกิดจากการระลอกคลื่น การทิ้งขยะมูลฝอย และของเสียลงสู่แหล่งน้ำ รวมถึงการระบายน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยวิธีไฮดรอสแตติก (Hydrostatic Test) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อเมืองไปยังสิ่งมีชีวิตที่อยู่ในแหล่งน้ำจากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำดังกล่าว	1. หากมีการวางท่อด้านแหล่งน้ำ ต้องขออนุญาตหน่วยงานท้องถิ่นที่เกี่ยวข้องก่อนดำเนินการ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล กรมชลประทาน ฯลฯ 2. จัดให้มีถังขยะที่มีฝาปิดมิดชิด และภาชนะหรือถังรองรับน้ำมันเครื่องน้ำมันหล่อลื่นที่ได้แล้วประจำพื้นที่ก่อสร้างเพื่อรองรับมูลฝอยจากคนงาน และเก็บน้ำมันเครื่องน้ำมันหล่อลื่นที่รั่วแล้วจากเครื่องจักรกลโรงงาน	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อด้านแหล่งน้ำ • พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ช่วงก่อสร้างถนนและติดตั้งแนวท่อสายเคเบิลที่เปื้อนจุดคัดค้านแหล่งน้ำ • ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อสายเคเบิลปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ. ชอชน จำกัด

รายงาน .....	กรมการนิเวศ	12 กุมภาพันธ์ 2559	5
--------------	-------------	--------------------	---

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
4. ดินและการชะล้างพังทลายของดิน (ต่อ)	4.1 การเปิดหน้าดิน การวางแนวท่อตัดผ่านพื้นที่เกษตรกรรม ทำให้เกิดการชะล้างพังทลายของดิน (ต่อ)	4. เมื่อวางท่อและมีการตรวจสอบท่อแล้วเสร็จ ให้ถมดินกลับโดยเร็วเพื่อป้องกันการชะล้างพังทลายของดินและร่องจุด 5. การถมกลบแนววางท่อต้องกดอัดดินเดิมไว้บริเวณแนวท่อท่อ และเมื่อการขุดหรือทรุดตัวของดินด้วยการขุดดิน (Crown) บริเวณพื้นที่หลังท่อ พร้อมทั้งบดอัดหน้าดินให้แน่นใกล้เคียงกับสภาพเดิม 6. การขุดร่องวางท่อสำหรับท่อโพลีเอทิลีนในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงต่อการพังทลายของดินหรือพื้นที่ที่มีความอ่อนนุ่ม ให้ติดตั้งเครื่องมือป้องกันการพังทลายของดิน เช่น sheet pile หรือ trench box หรือวัสดุอื่นที่เหมาะสม	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ • บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครงการ	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
5. สภาพพืชพรรณ	5.1 สูญเสียนิคมพื้นที่จากการก่อสร้างแนวท่อ จากการแผ้วถางบริเวณพื้นที่	1. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อเลียบถนน จำกัดกิจกรรมการก่อสร้างให้อยู่ในพื้นที่เขตทาง (ROW) 20 ม. เท่านั้น 2. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อในพื้นที่เอกชน พิจารณามหาเขื่อนลำนันท์ประยุกต์ตอนใต้	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
6. ทรัพยากรสัตว์ป่า	6.1 การแผ้วถางพื้นที่ การปรับพื้นที่อาจกระทบการอยู่อาศัยและแหล่งอาหารของสัตว์ป่าที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง	1. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อเลียบถนน จำกัดกิจกรรมการก่อสร้างให้อยู่ในพื้นที่เขตทาง (ROW) 20 ม. เท่านั้น	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	7
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาดำเนินการ	ผู้รับผิดชอบ
2. การระบายน้ำ	2.1 การก่อสร้างแนวท่อข้ามคลอง/ลำรางสาธารณะ และแนวท่อที่วางเลียบคลอง อาจทำให้เกิดการกัดเซาะทางไหลของน้ำ	1. หลีกเลี่ยงการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อที่กัดเซาะทางน้ำตามธรรมชาติ หากหลีกเลี่ยงไม่ได้ให้สร้างช่องทางให้น้ำสามารถระบายไหลผ่านตามธรรมชาติได้ เช่น สิ่งกีดขวางน้ำตามแนวถนนเลียบแนวท่อลำเลียง ให้มีพื้นที่หน้าตัดและจำนวนเพียงพอให้น้ำสามารถไหลผ่านได้โดยสะดวก โดยตลอดแนวท่อของโครงการ จะต้องวางท่อลอด ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 0.6 ม. จำนวนอย่างน้อย ดังนี้ • ฐาน NTM-A -> ฐาน NTM-D จำนวนอย่างน้อย 48 ท่อ • ฐาน NTM-B -> ฐาน NTM-A จำนวนอย่างน้อย 3 ท่อ • ฐาน MOH-B -> ฐาน WTN-A จำนวนอย่างน้อย 8 ท่อ • ฐาน PTO-D -> ฐาน NTM-B จำนวนอย่างน้อย 24 ท่อ • ฐาน PTO-C -> ฐาน PTO-A จำนวนอย่างน้อย 1 ท่อ และก่อนการดำเนินการดังกล่าว ต้องทำการสำรวจสภาพภูมิประเทศ เพื่อจัดทำเส้นชั้นความสูงของพื้นที่ (Elevation contour) และกำหนดตำแหน่งวางท่อที่เหมาะสม โดยจะต้องได้รับความยินยอมจากเจ้าของที่ดินทั้งสองฝั่งถนนในจุดที่วางท่อผ่าน 2. หากมีการวางท่อผ่านแหล่งน้ำ ต้องขออนุญาตหน่วยงานท้องถิ่นที่เกี่ยวข้องก่อนดำเนินการ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล กรมชลประทาน ฯลฯ	• การก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการ • แนววางท่อของโครงการ ในจุดที่วางผ่านแหล่งน้ำ	• ตลอดช่วงก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการ • ช่วงติดตั้งแนวท่อผ่านแหล่งน้ำ	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	9
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
3. การจัดการของเสีย (ต่อ)	3.1 การจัดการมูลฝอยและของเสียต่างๆ ที่ไม่เหมาะสม อาจทำให้เกิดการปนเปื้อนลงสู่ดิน แหล่งน้ำผิวดิน และพื้นที่การเกษตรที่อยู่ใกล้เคียงได้ (ต่อ)	4. วางจ้างผู้รับขนมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรมในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปกำจัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง 5. จัดทำบันทึกข้อมูลประเภทของเสียและปริมาณของเสียที่เกิดขึ้น (Inventory) จากโครงการ เพื่อใช้ในการติดตามตรวจสอบการจัดเก็บ รวมถึงการจัดการ และการขนส่งของเสียตามประเภทของของเสียที่เกิดขึ้น 6. จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดในประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระบบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ.2547 สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด 7. เสนอเงินประกันที่เกิดจากการเจาะหลุมในส่วนที่เป็นของแข็งจะถูกรวบรวมอยู่ในบ่อรับ-ปล่อย และทำการเก็บตัวอย่างเพื่อตรวจวิเคราะห์ค่าการนำไฟฟ้า (EC) โลหะหนักต่างๆ และสารหนู (As) ก่อนนำไปใช้ประโยชน์หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตภายในแปลงเอส 1 - หากผลการวิเคราะห์ค่าความนำไฟฟ้า มีค่าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร ซึ่งเป็นค่าความนำไฟฟ้าตามธรรมชาติของดินทั่วไป ถือว่าเศษดินเศษหินจากการเจาะหลุม ไม่มีสารปนเปื้อนในแง่ของความเสี่ยง โครงการจะนำไปใช้ประโยชน์ในการถมพื้นที่สำหรับการก่อสร้าง หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตในแปลงเอส 1	<ul style="list-style-type: none"> <li>บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ระยะติดตั้งท่อลำเลียง</li> </ul>	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	11
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
4. การคมนาคม	4.1 อุบัติเหตุและความเสียหายต่อผิวจราจรจากการขนส่ง เครื่องจักร/วัสดุก่อสร้าง และใช้วิธีการก่อสร้างและติดตั้งที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบด้านการจราจร	1. ควบคุมผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด และจำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ก่อสร้างให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด คือไม่เกิน 80 กม./ชม. บนถนนทางหลวง นอกจากนี้จะต้องไม่เกิน 30 กม./ชม. บนถนนลูกรัง/ถนนดิน และขณะขับผ่านพื้นที่ชุมชนเพื่อลดอุบัติเหตุจากการจราจร 2. จัดทำสัญญาณจราจร ป้ายเตือนต่างๆ หรือสัญญาณไฟเบรคไฟให้มองเห็นได้ชัดเจนว่ามีพื้นที่การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียง เพื่อให้ผู้ใช้เส้นทางทราบโดยมีระยะติดตั้งที่เหมาะสม โดยเฉพาะบริเวณทางร่วม – ทางแยกเข้าพื้นที่ก่อสร้าง 3. ติดตั้งป้ายสัญลักษณ์แสดงขอบเขตของแนวท่อ และเครื่องหมายเตือนต่างๆ เช่น “เขตจำกัดความเร็ว” เป็นต้น 4. จัดให้มีทางเบี่ยงชั่วคราวในช่วงการติดตั้งแนวท่อ เพื่อให้เครื่องจักรกลและรถขนส่งอุปกรณ์ทางการเกษตร ตลอดจนสัตว์เลี้ยงของเกษตรกรสามารถข้ามผ่านเข้า-ออกพื้นที่เกษตรกรรมได้โดยสะดวก 5. จัดสร้างสะพานหรือทางข้ามแนวท่อในบริเวณจุดเชื่อมต่อกับถนนหรือบริเวณอื่นๆ ที่เหมาะสมกับข้อสรุปของท้องถิ่น เพื่อให้เครื่องจักรและรถขนส่งอุปกรณ์ทางการเกษตรข้ามผ่านเข้าสู่พื้นที่ได้ โดยประสานงานกับเจ้าของที่ดินที่อยู่ในบริเวณสองฟากของแนวท่อ เพื่อกำหนดตำแหน่งก่อสร้างสะพานที่เหมาะสม	<ul style="list-style-type: none"> <li>เส้นทางคมนาคมทุกแห่งของโครงการ</li> <li>พื้นที่ก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปีโครเทียม</li> <li>คลองแนวท่อลำเลียงปีโครเทียม</li> <li>บริเวณแนวท่อลำเลียงปีโครเทียม</li> <li>จุดเชื่อมต่อกับถนนบริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ ทางแยกทางแยก</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง</li> </ul>	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	13
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลากว้าง	ผู้รับผิดชอบ
4. การถมดิน (ต่อ)	4.1 อุบัติเหตุและความเสียหายต่อชีวิตจากการทำงานเครื่องจักร/วัสดุก่อสร้างและใช้วิธีการก่อสร้างและติดตั้งที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบด้านการจราจร (ต่อ)	12. ให้ตรวจสอบตัวรถจุดเสี่ยง จุดอันตรายหรือสภาพถนนที่ไม่สมบูรณ์หรือมีข้อบกพร่องและดำเนินการปรับปรุงซ่อมแซมให้อยู่ในสภาพที่ปลอดภัยต่อการสัญจร หรือหาวิธีอื่นที่เห็นว่าเป็นระยะ การขอความร่วมมือผู้รับเหมาก่อสร้างถนนดำเนินการให้แล้วเสร็จก่อนดำเนินการวางท่อส่งน้ำประปาโครเลียม และกรณีที่ยังไม่แล้วเสร็จให้ติดตั้งเครื่องหมายแจ้งเตือนใช้ทางล่วงหน้าก่อนถึงบริเวณก่อสร้างในระยะที่ปลอดภัย	• เส้นทางที่ใช้ในการขนส่งท่อและวัสดุก่อสร้าง	• ตลอดระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		13. คัดล้างกันชะลอความเร็ว (Rumble Strip) และติดตั้งรั้วกันชนในบริเวณที่เป็นจุดเสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ	• ทางร่วมทางแยกจุดอื่น ทางโค้งของแนวท่อ		
		14. กันชนบริเวณพื้นที่จุดบอดใบ-บ่อสำหรับการจราจรและคันลวดโดยกำหนดให้เจ้าหน้าที่ขุดให้ถนัด และต้องไม่มีสิ่งกีดขวางใดๆ รุกไล่เข้าไปในพื้นที่ผิวถนน หรือติดตั้งป้ายแสดงบริเวณที่ทำการขุดให้เพื่ออำนวยความสะดวก เพื่อป้องกันอันตรายขณะเครื่องจักรทำงาน	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้าง		
5. เครื่องสูบน้ำ-ส่งลม	5.1 งานปรับสภาพพื้นที่ตลอดแนววางท่อเป็นงานที่ไม่ต้องใช้แรงงานฝีมือ จึงเป็นโอกาสของแรงงานท้องถิ่นในการเข้าทำงาน ส่งผลกระทบต่อในทางบวกต่อเศรษฐกิจชุมชน	1. พิจารณารับคนงานท้องถิ่น สำหรับงานที่ไม่ต้องการแรงงานที่มีความชำนาญเฉพาะทางตามความเหมาะสม	• แรงงานท้องถิ่นในบริเวณใกล้เคียงโครงการ	• ก่อนและตลอดระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		2. พิจารณาให้ผู้รับเหมาสนับสนุนการจัดซื้อจัดหาวัสดุก่อสร้าง สินค้าอุปโภคบริโภคที่มีในท้องถิ่นตามความเหมาะสม	• ชุมชนบริเวณใกล้เคียงโครงการ	• ตลอดระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	15
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลากว้าง	ผู้รับผิดชอบ
5. เครื่องสูบน้ำ-ส่งลม (ต่อ)	5.2 จากการสำรวจทัศนคติของประชาชน และเจ้าของที่ดินตามแนววางท่อ พบว่าบางส่วนยังมีความวิตกกังวลต่อการก่อสร้างแนวท่อ เช่น ปัญหาเรื่องฝุ่นละออง เสียงการขุดวางเส้นทางสัญจรเข้าพื้นที่โดยเฉพาะในช่วงฤดูเก็บเกี่ยว (ต่อ)	4. จัดให้มีการอบรมชี้แจงระเบียบปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการแก่ผู้รับเหมาและผู้ปฏิบัติงานทราบ และกำชับให้ปฏิบัติตามมาตรการลดการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองเสียงดังอย่างเคร่งครัด	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ในช่วงติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		5. กรณีที่พิสูจน์ได้ว่า กิจกรรมการผลิตของโครงการ ก่อให้เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐาน และระบบสาธารณูปโภคสาธารณะโครงการพิจารณาโครงการจ่ายค่าชดเชยที่เหมาะสม	• โครงสร้างพื้นฐานและระบบสาธารณูปโภคสาธารณะที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง	• พื้นที่ที่ทราบเรื่องร้องเรียน	
		6. มีมาตรการควบคุมการปฏิบัติงานของผู้รับเหมอย่างเคร่งครัดและสอดคล้องกับระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS) ของเจ้าของโครงการ เช่น ห้ามดื่มเครื่องดื่มที่มีแอลกอฮอล์ขณะปฏิบัติงาน การตรวจสอบประวัติคนงานก่อสร้างก่อนเข้าทำงาน การคัดแยกคนงานในท้องถิ่นตามความเหมาะสมหรือคัดเลือกคนงานที่คุ้นเคยกับสภาพพื้นที่ เป็นต้น	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ในช่วงติดตั้งท่อลำเลียง	

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	17
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาควณที่	ผู้รับผิดชอบ
<b>มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบทางสุขภาพ</b>					
6. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยพนักงาน	6.1 สภาพการทำงานหรือสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ไม่ปลอดภัยรวมถึงความประมาท และปัญหาทางสุขภาพ อาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุ อันตรายต่อร่างกาย ชีวิต สุขภาพอนามัย และทรัพย์สินของคนงานและชุมชนใกล้เคียงได้	<ol style="list-style-type: none"> <li>ควบคุมคนงานของผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามข้อบังคับในด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> <li>ประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่องความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับภาวะแวดล้อม พ.ศ. 2519</li> <li>กฎกระทรวงเรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่างและเสียง พ.ศ. 2549</li> <li>กฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับรังสีชนิดกึ่งไอออน พ.ศ. 2547</li> </ul> </li> <li>ประกาศนโยบายด้านความปลอดภัยในบริเวณพื้นที่ก่อสร้างโครงการ ให้คนงานก่อสร้างทุกคนรับทราบ และให้ยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด</li> <li>ควบคุมผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS) ของเจ้าของโครงการอย่างเคร่งครัด ที่สำคัญได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> <li>การจัดหาอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล (PPE) ที่เหมาะสมกับลักษณะงานให้พนักงานสวมใส่ เช่น ที่ครอบหู หมวกนิรภัย แวนตาไมร์ก๊วย เป็นต้น</li> </ul> </li> </ol>	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวรางท่อ	• ระยะคิดคั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ลงนาม	12 กุมภาพันธ์ 2559	19
กรรมการบริษัท		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาควณที่	ผู้รับผิดชอบ
6. อาชีวอนามัยและความปลอดภัยพนักงาน (ต่อ)	6.1 สภาพการทำงานหรือสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ไม่ปลอดภัยรวมถึงความประมาท และปัญหาทางสุขภาพ อาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุ อันตรายต่อร่างกาย ชีวิต สุขภาพอนามัย และทรัพย์สินของคนงานและชุมชนใกล้เคียงได้ (ต่อ)	<ol style="list-style-type: none"> <li>บังคับใช้นโยบายการจำกัดความเร็วกับผู้รับเหมาอย่างเข้มงวด โดยจำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ เครื่องจักร ไม่เกิน 80 กม./ชม. บนถนนทางหลวง และไม่เกิน 30 กม./ชม. บนถนนลูกรัง เพื่อความปลอดภัยในการขนส่ง</li> </ol>	• คลอดเส้นทางทางขนถ่าย	• ระยะคิดคั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
7. สุขภาพอนามัยของประชาชน	<ol style="list-style-type: none"> <li>ฝุ่นละอองและมลสารอาจทำให้เกิดการระคายเคืองตา และระคายเคืองต่อส่วนต่างๆ ของระบบทางเดินหายใจ</li> <li>เสียงรบกวน อาจทำให้เกิดเสียงรบกวนจากการใช้เครื่องจักร/เครื่องยนต์ ในการวางท่อลำเลียงซึ่งทำให้เกิดความรำคาญ และอาจทำให้เกิดผลกระทบต่อการได้ยิน</li> <li>โรคติดต่อ เนื่องจากการเข้ามาของแรงงานต่างถิ่น</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบเรื่อง อากาศ เสียง การคมนาคมขนส่ง และเศรษฐกิจ-สังคมอย่างเคร่งครัด</li> <li>ดำเนินการตามมาตรการต่างๆ ทางด้านสิ่งแวดล้อม และสังคมอย่างเคร่งครัด เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบทางด้านสาธารณสุขตั้งแต่ต้น</li> <li>จัดให้มีบริการด้านสาธารณสุขแก่พนักงานและเจ้าหน้าที่ของโครงการอย่างเพียงพอ เพื่อลดผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการให้บริการของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่</li> <li>จัดให้มีการตรวจสอบประวัติสุขภาพ และตรวจสุขภาพก่อนรับเข้าปฏิบัติงาน</li> </ol>	<ul style="list-style-type: none"> <li>พื้นที่ก่อสร้างแนวรางท่อ</li> <li>พื้นที่ก่อสร้างแนวรางท่อ</li> <li>ผู้ปฏิบัติงานให้กับโครงการ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ระยะคิดคั้งท่อลำเลียง</li> <li>ระยะคิดคั้งท่อลำเลียง</li> <li>ก่อนปฏิบัติงาน</li> </ul>	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ลงนาม	12 กุมภาพันธ์ 2559	21
กรรมการบริษัท		

ตารางที่ 3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
6. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน	6.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดข้อผิดพลาดและการระเบิดตามมาได้	<b>มาตรการในการป้องกันเหตุการณ์</b> 1. การเลือกใช้ท่อ จะเป็นท่อเหล็กแบบไม่มีตะเข็บ Class API SLX-42 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐาน ASME/ANSI 31.4 สำหรับท่อน้ำมัน 2. กรณีที่มีกิจกรรมการเชื่อมท่อหรือตัดท่อในบริเวณใกล้สิ่งก่อสร้างที่อยู่ในปัจจุบัน จะต้องจัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันไม่ให้มีสะเก็ดหรือสะเก็ดเปลวไฟ/ความร้อนกระเด็นไปโดนท่อที่อยู่ใกล้เคียง รวมทั้งให้มีการตรวจสอบท่อดังกล่าว 3. ท่อทุกเส้นจะต้องได้รับการตรวจสอบความเรียบหรือตามแนวเชื่อมข้อต่อด้วยการ X-ray และทดสอบด้วยวิธีไฮดรอสแตติก (Hydrostatic Test) 4. ให้มีการตรวจสอบบำรุงรักษาท่อ ทั้งการตรวจสอบและบำรุงรักษาสภาพภายนอกท่อ และการตรวจสอบความหนาของท่อตาม Integrity Management Procedures เพื่อให้มั่นใจว่าแนวท่อมีสภาพที่สมบูรณ์ ได้แก่ การตรวจสอบผิวท่อด้วยวิธี Ultrasonic Wall Thickness Measurement ซึ่งจะดำเนินการทุก 1 ปี สำหรับเส้นท่อที่วางใหม่ และทุก 5 ปี สำหรับแนวท่อในบริเวณที่หุ้มด้วยฉนวน และส่วนที่เป็น Bare Metal ตามแผนงาน	• ท่อของโครงการ  • คลอดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	• ในขั้นตอนการออกแบบ  • ในระหว่างช่วงท่อ	บริษัท ปตท. จำกัด

ลงนาม .....	.....	/2 กุมภาพันธ์ 2559	23
กรรมการบริษัท			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดข้อผิดพลาดและการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	7. จัดให้มีงานชุมชนสัมพันธ์ของ ปตท.สผ. ให้ความรู้เรื่องท่อขนส่งน้ำมันดิบ การบำรุงรักษา ตรวจสอบ และการซ่อมบำรุง รวมถึงนำสถิติของการเกิดอุบัติเหตุจากยานพาหนะชนท่อ พร้อมทั้งสาเหตุ และแนวทางป้องกันแก้ไข และการติดต่อประสานงานกรณีเกิดอุบัติเหตุ และ/หรือการรั่วไหล ไปเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในบริเวณใกล้เคียงได้รับทราบ เพื่อสร้างความตระหนักให้เกิดความระมัดระวังในการขับขี่ รวมทั้งจัดทำเอกสารเผยแพร่เพิ่มเติมในส่วนที่เกี่ยวข้องกับแนวทางการป้องกันและลดอุบัติเหตุที่เกิดจากยานพาหนะชนท่อดังกล่าว  7. กรณีที่มีการวางท่อบนรั้ววาง (Pipe Rack) ที่มีการวางท่อก่อนแล้ว จะต้องมีการติดตั้งเครื่องตรวจจับก๊าซ (Gas Detector) ที่ปฏิบัติงาน เพื่อตรวจแจ้งการรั่วไหลของท่อที่มีการติดตั้งอยู่เดิม และขณะดำเนินการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะต้องวางแผงกันไฟเพื่อไม่ให้มีสะเก็ดหรือสะเก็ดเปลวไฟ/ความร้อนกระเด็นไปโดนท่อที่อยู่ใกล้เคียง รวมทั้งให้มีการตรวจสอบความเรียบของท่อดังกล่าว	• แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	• ตลอดระยะเวลาผลิตผ่านระบบท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. จำกัด

ลงนาม .....	.....	/2 กุมภาพันธ์ 2559	25
กรรมการบริษัท			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดจากข้อบกพร่องและการระเบิดตามปกติ (ต่อ)	5. ให้ตรวจสอบจำนวนครีวเรือนและจำนวนประชากร โดยเฉพาะกลุ่มเสี่ยง ที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ค้าง จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยปรับปรุงข้อมูลทุก 1 ปี เพื่อเป็นข้อมูลในการประชาสัมพันธ์ให้ข้อมูลและความรู้เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมทั้งเป็นข้อมูลสำหรับทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของโครงการฯ ในการให้คำแนะนำเหนือแก่ครัวเรือนดังกล่าว	• ครัวเรือน และประชากรที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ค้าง	• จัดทำฐานข้อมูลจำนวนครัวเรือนและจำนวนประชากร ที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ค้าง ก่อนเริ่มการผลิตตามระบบท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. ชานัน จำกัด
		6. ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในพื้นที่ทราบรายละเอียดข้อมูลในแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม และแผนการอพยพกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยเฉพาะครัวเรือนที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากแนวท่อ โดยดำเนินการผ่านกิจกรรมในการพบปะผู้นำและประชาชนของทีมงานมวลชนสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ และการจัดการฝึกอบรมให้แก่กลุ่มประชาชนหรือตัวแทนในพื้นที่ เช่น กลุ่ม อสม. รวมทั้งการแจกเอกสารเผยแพร่เพื่อให้ความรู้เกี่ยวกับแผนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและแผนการอพยพ เป็นต้น	• ชุมชนใกล้เคียงแนวท่อ	• ตลอดจนการผลิต	

ลงนาม .....	.....	/2 กุมภาพันธ์ 2559	27
กรรมการบริษัท			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลาความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดจากข้อบกพร่องและการระเบิดตามปกติ (ต่อ)	11. ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในพื้นที่ทราบรายละเอียดข้อมูลในแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม และแผนการอพยพกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยเฉพาะครัวเรือนและประชากรกลุ่มเสี่ยง ที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ค้าง โดยดำเนินการผ่านกิจกรรมในการพบปะผู้นำและประชาชนของทีมงานมวลชนสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ และการจัดการฝึกอบรมให้แก่กลุ่มประชาชนหรือตัวแทนในพื้นที่ เช่น กลุ่ม อสม. รวมทั้งการแจกเอกสารเผยแพร่เพื่อให้ความรู้เกี่ยวกับแผนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและแผนการอพยพ เป็นต้น	• ชุมชนใกล้เคียงแนวท่อ	• ตลอดจนการผลิต	บริษัท ปตท.สผ. ชานัน จำกัด
		<u>มาตรการขอชดเชยเมื่อเกิดความเสียหาย</u> 1. กรณีเกิดเหตุที่ทำให้มีผู้ได้รับความเสียหายหรือผู้ได้รับผลกระทบจากการรั่ว/การระเบิดของท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการ ต้องมีการจ่ายค่าชดเชยความเสียหายที่เป็นธรรม	• พื้นที่ได้รับความเสียหายหรือผู้ได้รับผลกระทบ	• กรณีที่เกิดการร้องการระมัดระวังท่อลำเลียงปิโตรเลียม	

ลงนาม .....	.....	/2 กุมภาพันธ์ 2559	29
กรรมการบริษัท			



ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
2. ระดับเสียง	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชม. (<math>L_{24hr}</math>)</li> <li>- ค่าระดับเสียงสูงสุด (<math>L_{max}</math>)</li> <li>- ระดับเสียงเฉลี่ยในช่วงกลางวัน-กลางคืน (<math>L_{day}</math>)</li> <li>- ระดับเสียงเปอร์เซนไทล์ที่ 90 (<math>L_{90}</math>)</li> <li>- ระดับการรบกวน</li> </ul>	ดำเนินการตามประกาศคณะกรรมการควบคุมมลพิษ เรื่อง วิธีการตรวจวัดเสียงพื้นฐาน ระดับเสียงขณะไม่มีเสียงรบกวน การตรวจวัดและคำนวณระดับเสียงขณะมีการรบกวน การคำนวณค่าระดับการรบกวน และแบบบันทึกการตรวจวัดเสียงรบกวน (กันยายน 2550)	<p>ตรวจวัดระดับเสียงบริเวณพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้แนวท่อ จำนวน 5 สถานี ดังนี้</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน WTN-A ไปยังฐาน NOH-B</u></p> <p>สถานี N1 บ้านวัดคน ค.ชุมแสงสงคราม อ. บางระกำ จ.พิษณุโลก (606281 E 1854719 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังฐาน NTM-B</u></p> <p>สถานี N2 บ้านคาง ค.สุขม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (602091 E, 1861386 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A และแนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี N3 บ้านประจวบค. บ้านใหม่สุขเกษม อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย (603975 E, 1865173 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน NTM-D ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</u></p> <p>สถานี N4 บ้านใหม่เจริญธรรม ค.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (599325 E 1854606 N)</p>	ตรวจวัด 1 ครั้ง เป็นเวลา 3 วันต่อเนื่อง ในระยะการติดตั้งแนวท่อกว่าถึงงปีโครเลียม	10,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สส. ชลบุรี จำกัด

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	31
กรรมการบริษัท		

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
3. คุณภาพน้ำผิวดิน (ค่อ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- โลหะ</li> <li>- สารหนู (As)</li> <li>- แคดเมียม (Cd)</li> <li>- โครเมียมทั้งหมด (Total Cr)<sup>2</sup></li> <li>- ตะกั่ว (Pb)</li> <li>-ปรอททั้งหมด (Total Hg)</li> <li>- นิกเกิล (Ni)</li> <li>- ซีลีเนียม (Se)</li> <li>- แบเรียม (Ba)</li> <li>- ทองแดง (Cu)</li> <li>- สังกะสี (Zn)</li> <li>- เหล็ก (Fe)</li> <li>- แมงกานีส (Mn)</li> </ul> <p>คุณภาพน้ำทางชีวภาพ</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ฟิโคลไลด์ฟอรัมแบคทีเรีย (FCB)</li> </ul>		<p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังฐาน NTM-B</u></p> <p>สถานี SW3 ลำรางบ้านเรืองกระดก ค.สุขม่วง อ. บางระกำ จ.พิษณุโลก (603435 E, 1863607 N)</p> <p>สถานี SW7 คลองช้างเหิน บ้านคาง ค.สุขม่วง อ. บางระกำ จ.พิษณุโลก (601950 E, 1860867 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี SW4 คลองหนองขาม บ้านเรืองกระดก ค.สุขม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (603464 E, 1864366 N)</p> <p>สถานี SW5 คลองตุ๊กช้าง บ้านหนองคำ ค.กง อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย (604093 E, 1865638 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี SW6 คลองคะเคียน บ้านหนองคูน ม.3 ค.หนองคูน อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย (1864354, 0599181)</p> <p>หมายเหตุ: แนวท่อจากฐาน NTM-B ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A ไม่ได้ตัดผ่านแหล่งน้ำใดๆ จึงไม่ได้กำหนดให้มีการตรวจวัดคุณภาพน้ำผิวดิน</p>			

ลงนาม .....	12 กุมภาพันธ์ 2559	33
กรรมการบริษัท		

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
6. ธารชีวิตมนุษย์และความปลอดภัย	<ul style="list-style-type: none"> <li>- สถิติการเกิดอุบัติเหตุ</li> <li>- ชาวชุมชนที่เพิ่มขึ้น</li> <li>- การแก้ไข</li> <li>- สุขภาพของพนักงานโดยพิจารณาจากความถี่จากการทำงาน</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- บันทึกการเกิดอุบัติเหตุหรือเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นจากการก่อสร้างถนนเส้นแนวท่อ และการคิดค้นแนวท่อ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ</li> <li>- จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</li> <li>- ฝึกอบรมตามแผนปฏิบัติงานระดับเหตุการณ์ และจัดทำเป็นรายงานประจำปี</li> <li>- ติดตามผลสัมฤทธิ์จากแนวทางการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ เพื่อนำไปพัฒนาต่อไป</li> <li>- ประชาสัมพันธ์เรื่องอุบัติเหตุจากกรณีชนแนวท่อ สาเหตุ ร่วมกันแผนการประชาสัมพันธ์ในด้านต่างๆ ของบริษัทฯ ที่ดำเนินการในพื้นที่ด้วย โดยครอบคลุมถึงบริเวณที่เชื่อมต่อการเกิดอุบัติเหตุ สถิติการเกิดอุบัติเหตุที่ผ่านมา สาเหตุ และแนวทางการแก้ไขของโครงการ</li> </ul>	พื้นที่ที่มีการติดตั้งแนวท่อสายโรงแปรรีดิวซ์ และดำเนินการระบบท่อสายโรงแปรรีดิวซ์	<ul style="list-style-type: none"> <li>- สถิติการเกิดอุบัติเหตุ: ตลอดระยะเวลาติดตั้งแนวท่อสายโรงแปรรีดิวซ์ และการเดินระบบท่อสายโรงแปรรีดิวซ์</li> <li>- สุขภาพของพนักงาน: ตรวจสุขภาพก่อนเข้าทำงาน 1 ครั้ง</li> </ul>	-	บริษัท ปตท. จำกัด

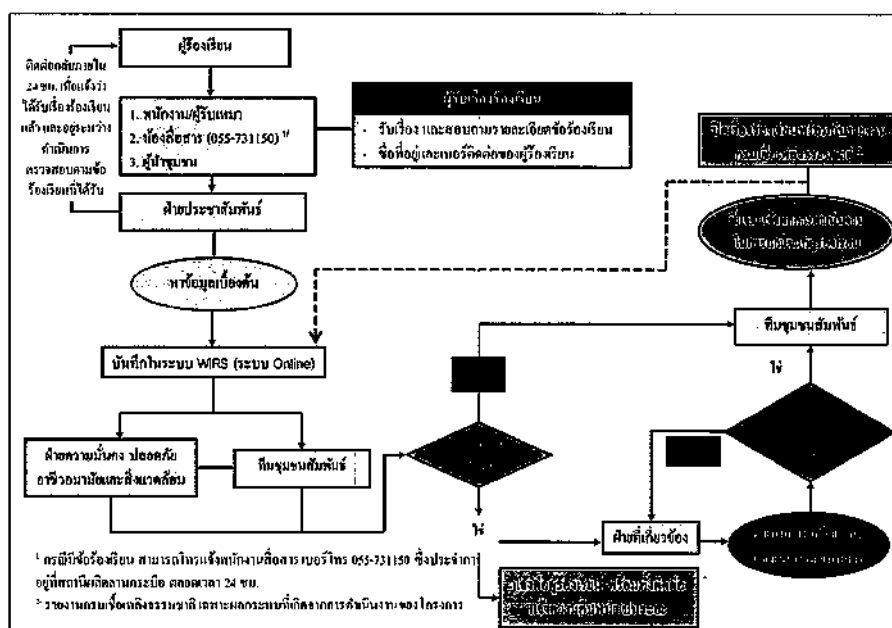
<p>ลงนาม .....</p> <p>กรรมการบริษัท</p>	<p>12 กุมภาพันธ์ 2559</p>	<p>35</p>
---	---------------------------	-----------

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
3. คุณภาพน้ำใต้ดิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไฮโดรคาร์บอนรวม (THC)</li> <li>- เบนซีน (Benzene)</li> <li>- เอทิลเบนซีน (Ethyl Benzene)</li> <li>- โทลูอีน (Toluene)</li> <li>- ไซลีน (Xylene)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EPA 801.5M</li> <li>- Solid absorption, charcoal tube / Gas chromatography</li> </ul>	เก็บตัวอย่างจากแหล่งน้ำใต้ดิน บริเวณด้านเหนือของจุดที่เกิดการรั่วไหล 1 สถานี และด้านใต้จำนวน 2 สถานี	หลังจากทำการขุดเจาะบริเวณที่ได้รับการประเมินเบื้องต้น ทำการตรวจวัดน้ำใต้ดินทุกเดือนต่อเนื่องเป็นเวลา 1 ปี	20,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท. จำกัด

<p>ลงนาม .....</p> <p>กรรมการบริษัท</p>	<p>12 กุมภาพันธ์ 2559</p>	<p>37</p>
---	---------------------------	-----------

กิจกรรม	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	พื้นที่ตั้งพื้นที่เป้าหมาย	ระยะเวลา/ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
5. การเข้าร่วมและทำให้ความ สนับสนุนกิจกรรมของชุมชน	เพื่อสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างเจ้าหน้าที่ของ บริษัทฯ ในพื้นที่ดำเนินงานโครงการ เพื่อเรียนรู้ วัฒนธรรม ประเพณีท้องถิ่น และให้ความ สนับสนุนเพื่อการพัฒนาดังกล่าวอย่างยั่งยืน	ผู้นำชุมชน/สมาชิก อบต. ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการและ หน่วยงานต้นทางแผนงานของ บริษัทฯ (Community Supporting Program)	ดำเนินการอย่างต่อเนื่อง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
6. การประเมินผลการดำเนินการ	เพื่อนำมาปรับปรุงรูปแบบแนวทางการ ประชาสัมพันธ์โครงการให้เหมาะสม	ผู้นำชุมชน/สมาชิก อบต. ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการ	1 ครั้งภายหลังจัด ประชุมชี้แจง รายละเอียด โครงการ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

<p>ชื่อนาม ..... </p> <p>กรรมการบริษัท</p>	<p>๒ กุมภาพันธ์ ๒๕๕๙</p>	<p>๓๙</p>
---	--------------------------	-----------



รูปที่ 1 แผนผังการรับ/ดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียน

<div style="display: flex; justify-content: space-between;"> <div> <p>สงวนลิขสิทธิ์</p> <p>กรรมการบริษัท</p> </div> <div style="background-color: black; width: 200px; height: 40px;"></div> </div>	<p>12 กุมภาพันธ์ 2559</p>	<p>41</p>
---	---------------------------	-----------



**PTTEP**

PTT Exploration and Production Public Company Limited

บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เต่าตอยใต้ ระยะที่ 2

เกิดการสูญหายในหน้าคู่ ดังนั้น ปตท.สผ. จึงขอแนบเอกสารที่ได้นำเสนอกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในระหว่างการขออนุมัติเห็นชอบในรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ซึ่งเป็นเอกสารที่มีเนื้อหาเช่นเดียวกัน

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตาม  
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2

ในรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เต่า  
ตอยใต้ ระยะที่ 2



**มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม**

**รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2**

**ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่า ระยะที่ 2**

มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ของ รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2 ในรายงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่ง น้ำมันประดู่เผ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 มีรายละเอียดดังนี้

- |  |              |
|--|--------------|
| 1. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบโดยทั่วไปสำหรับการดำเนินงานของโครงการ                                    | (หน้า 2/41)  |
| 2. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงและผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปีโตรเลียม | (หน้า 4/41)  |
| 3. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ   | (หน้า 23/41) |
| 4. มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพของโครงการ ในการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโตรเลียม | (หน้า 30/41) |
| 5. มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม กรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดิบ ในปริมาณมาก (Major Leaks)       | (หน้า 36/41) |
| 6. การประชาสัมพันธ์โครงการ   | (หน้า 38/41) |
| 7. แผนการสำรวจทัศนคติและความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการ   | (หน้า 40/41) |
| รูปที่ 1 แผนผังการรับ/ดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียน   | (หน้า 41/41) |



**ตารางที่ 1 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบโดยทั่วไปสำหรับการดำเนินงานของโครงการ**

มาตรการทั่วไป
1. นำรายละเอียดในมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพ ไปกำหนดในเงื่อนไขสัญญาฉบับดำเนินการออกแบบ สัญญาก่อสร้าง สัญญาดำเนินการอย่างละเอียด เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพและประสิทธิผลในการปฏิบัติ
2. รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพ ต่อสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในระยะเวลาที่กำหนด
3. จัดให้มีแผนการประชาสัมพันธ์ก่อนเริ่มดำเนินโครงการอย่างน้อย 15 วัน โดยชี้แจงรายละเอียดกำหนดการดำเนินกิจกรรมต่างๆ ของโครงการ ระยะเวลา ผลกระทบ มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อชุมชนโดยรอบพื้นที่โครงการ
4. จัดให้มีช่องทางรับเรื่องร้องเรียนของประชาชน ที่เกิดจากการดำเนินโครงการ โดยผู้รับสัมปทานจะตรวจสอบและชี้แจงเบื้องต้นกับผู้ร้องเรียนโดยเร็วที่สุด พร้อมทั้งดำเนินการแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อน และให้ความช่วยเหลืออย่างเป็นธรรม
5. หากได้รับการร้องเรียนจากประชาชนว่าได้รับความเดือดร้อนรำคาญจากการดำเนินโครงการ หรือสาธารณประโยชน์ได้รับความเสียหาย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ/หรือสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ได้ตรวจสอบแล้ว พบว่าผู้รับสัมปทานไม่ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพที่กำหนดไว้ ผู้รับสัมปทานจะหยุดดำเนินการ จนกว่าจะแก้ไขเหตุแห่งความเดือดร้อนนั้นให้เสร็จสิ้น
6. หากเกิดผลกระทบหรือความเสียหายซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ระบุว่าเกิดจากกิจกรรมโครงการ ผู้รับสัมปทานจะรีบหยุดและแก้ไขผลกระทบให้เสร็จสิ้น โดยเร็วที่สุด
7. ตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ หากพบโบราณวัตถุ ร่องรอยทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี ผู้รับสัมปทานจะหยุดดำเนินการทันที และรายงานกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อประสานขอความร่วมมือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในพื้นที่เข้าตรวจสอบพื้นที่ ทั้งนี้ หากพิสูจน์ได้ว่าเป็นแหล่งโบราณคดีที่มีความสำคัญทางประวัติศาสตร์ โบราณคดี ผู้รับสัมปทานจะปฏิบัติตามเงื่อนไขของหน่วยงานที่เกี่ยวข้องโดยไม่ข้อเรียกร้องใดๆ และกรณีที่พบสิ่งอันมีเหตุควรเชื่อได้ว่าเป็นซากดึกดำบรรพ์ ผู้รับสัมปทานจะแจ้งเจ้าพนักงานท้องถิ่นแห่งท้องที่ที่พบภายใน 7 วันนับแต่วันที่พบ
8. การดำเนินการใดๆ ในที่ดินที่มีผู้ถือครองหรือรับผิดชอบ ผู้รับสัมปทานจะดำเนินการก็ต่อเมื่อได้รับอนุญาตจากผู้ถือครองหรือผู้รับผิดชอบก่อน รวมถึงการปรับปรุงหรือการก่อสร้างถนนเลียบริมแนวท่อของโครงการ ผู้รับสัมปทานจะดำเนินการก็ต่อเมื่อได้รับอนุญาตจากหน่วยงานปกครองส่วนท้องถิ่นและ/หรือผู้ถือครองก่อน ทั้งนี้จะอยู่ในการควบคุมดูแลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

มาตรการทั่วไป	
9. ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานมีความจำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามที่เสนอไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่ได้รับความเห็นชอบไว้แล้ว ให้ผู้รับสัมปทานแจ้งให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเพื่อพิจารณา ดังนี้	
9.1 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของสารสิ่งแวดล้อม	
ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และเป็นการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ไม่กระทบต่อสาระสำคัญของสารสิ่งแวดล้อม	
กำหนดไว้ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่ผ่านการพิจารณาเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ แล้ว	
ให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงดังกล่าว ให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์และเงื่อนไขที่กำหนดไว้	
ในกฎหมายฉบับนี้ต่อไป พร้อมกันนี้ให้จัดทำสำเนาการปรับปรุงแก้ไขสิ่งแวดล้อมที่รับจดแจ้งไว้ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อทราบ	
9.2 หากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเห็นว่า การปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการนั้นๆ อาจกระทบต่อสาระสำคัญในการให้ความเห็นชอบจากคณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะส่งรายงานการปรับปรุงแก้ไขรายละเอียดโครงการ หรือมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม หรือมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เพื่อเสนอให้คณะกรรมการผู้ชำนาญการฯ ในด้านนั้น ให้ความเห็นชอบก่อนการเปลี่ยนแปลงหรือปรับปรุงมาตรการดังกล่าว	
10. หากการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม พ้นจากช่วงเวลาที่ได้เสนอไว้ (ปี พ.ศ. 2560) จะต้องจัดทำรายงานขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการเพื่อนำเสนอตามเงื่อนไขของมาตรการฯ ข้อ 9 ก่อน	

รายงานการขอเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการ ครั้งที่ 2

ในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประจวบฯ ระยะที่ 2

ตารางที่ 2 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงและผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม					
1. คุณภาพอากาศ	1.1 การตัดถนนทางเข้า-ออก แนววางท่อเพื่อใช้ลำเลียง เครื่องจักร/เส้นท่อ การขนส่งอุปกรณ์ก่อสร้าง และการติดตั้งแนวท่อลำเลียง ทำให้เกิดการฟุ้งกระจายของฝุ่นละออง มลสารทางอากาศ และเสียงรบกวนต่อชุมชนที่อยู่ใกล้เคียง	1. ให้ทำการฉีดพรมน้ำบริเวณพื้นที่ก่อสร้างอย่างน้อยวันละ 2 ครั้ง 2. ทำการบรรจุวัสดุก่อสร้าง เช่น ดิน หิน ทราย ไม่เกินร้อยละ 80 ของความจุกระบะบรรทุก เพื่อป้องกันการตกหล่นของวัสดุก่อสร้าง 3. ควบคุมช่วงเวลาในการทำงานของผู้รับเหมาให้ดำเนินการในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 8.00-17.00 น. และควบคุมการเปิดหน้าดิน/แฉ่องปรับพื้นที่ให้ดำเนินการเป็นช่วงๆ ละ 200 เมตร ตามแผนงานที่กำหนด 4. กำหนดความเร็วของยานพาหนะขนส่งวัสดุก่อสร้าง เมื่อวิ่งผ่านถนนทางเข้าลูกวังและพื้นที่ชุมชนไม่ให้เกิน 30 กม./ชม. 5. ดูแลและบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเครื่องจักรอย่างสม่ำเสมอตามแผนการซ่อมบำรุง หรือแผนการตรวจสอบและบำรุงรักษาเชิงป้องกัน 6. เมื่อวางท่อลำเลียงแล้วเสร็จให้ทำการฝังกลบบริเวณพื้นที่ที่มีการขุดเปิดหน้าดินให้มีความเหมาะสม หรือใกล้เคียงสภาพเดิมให้มากที่สุด	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ • รอบบรรทุก • บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ • เส้นทางขนส่งวัสดุก่อสร้าง • เครื่องจักร เครื่องยนต์ และยานพาหนะของโครงการ • บริเวณพื้นที่สร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
2. เสี่ยง	2.1 การตัดถนนทางเข้า-ออก แนวทางเพื่อลำเลียงเครื่องจักร/ เสา ท่อ และการขนส่งอุปกรณ์ อาจทำให้เกิดเสียงดัง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อชุมชนที่ตั้งอยู่ใกล้เคียง	1. ดำเนินการสำรวจพื้นที่ก่อนให้ก่อสร้างถนนแนวทางเพื่อลำเลียงเครื่องจักร/ เสา ท่อ และการขนส่งอุปกรณ์	• พื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ก่อนการก่อสร้างท่อลำเลียงแต่ละแนว	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. ควบคุมช่วงเวลาในการทำงานของผู้รับเหมาให้ดำเนินการในช่วงเวลาการทำงานปกติ คือ 8.00-17.00 น.	• พื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ระหว่างดำเนินการก่อสร้างแนวท่อฯ	
		3. ดูแลและบำรุงรักษาเครื่องจักรและเครื่องจักรอย่างสม่ำเสมอตามแผนการซ่อมบำรุง หรือแผนการตรวจสอบและบำรุงรักษาเชิงป้องกัน	• เครื่องจักร เครื่องยนต์ และยานพาหนะของโครงการ	• ระหว่างดำเนินการก่อสร้างแนวท่อฯ	
3. คุณภาพน้ำผิวดิน และนิเวศวิทยาทางน้ำ	3.1 ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำที่อาจเกิดจากการชะตะกอนดิน การทิ้งขยะมูลฝอย และของเสียลงสู่แหล่งน้ำ รวมถึงการระบายน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยวิธีชลสถิต (Hydrostatic Test) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่มีชีวิตที่อาศัยอยู่ในแหล่งน้ำ จากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำดังกล่าว	1. หากมีการวางท่อผ่านแหล่งน้ำ ต้องขออนุญาตหน่วยงานท้องถิ่นที่เกี่ยวข้องก่อนดำเนินการ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล กรมชลประทาน ฯลฯ	• พื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อผ่านแหล่งน้ำ	• ช่วงก่อสร้างถนนและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เป็นจุดคัดกับแหล่งน้ำ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. จัดให้มีถังขยะที่มีฝาปิดมิดชิด และภาชนะหรือถังรองรับน้ำมันเครื่อง/น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วประจำพื้นที่ก่อสร้างเพื่อรองรับมูลฝอยจากคนงาน และเก็บกักน้ำมันเครื่อง/น้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วจากเครื่องจักร/เครื่องยนต์	• พื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
3. คุณภาพน้ำผิวดิน และนิเวศวิทยาทางน้ำ (ต่อ)	3.1 ผลกระทบต่อคุณภาพน้ำที่อาจเกิดจากการชะตะกอนดิน การทิ้งขยะมูลฝอย และของเสียลงสู่แหล่งน้ำ รวมถึงการระบายน้ำทิ้งที่เกิดขึ้นจากการทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยวิธีชลสถิต (Hydrostatic Test) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อสิ่งมีชีวิตที่มีชีวิตที่อาศัยอยู่ในแหล่งน้ำ จากการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำดังกล่าว (ต่อ)	3. การก่อสร้างในจุดคัดกับแหล่งน้ำ ต้องดำเนินการด้วยความระมัดระวัง เพื่อป้องกันมิให้เศษวัสดุก่อสร้างร่วงหล่นลงสู่แหล่งน้ำ และพื้นที่เก็บกองวัสดุก่อสร้างควรห่างจากแหล่งน้ำอย่างน้อย 50 ม.	• พื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อในช่วงที่วางผ่าน/เลียบแหล่งน้ำ	• ช่วงก่อสร้างถนนและติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่เป็นจุดคัดกับแหล่งน้ำ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		4. ห้ามระบายหรือทิ้งของเสีย สารเคมี น้ำมัน หรือขยะต่างๆ ลงสู่แหล่งน้ำสาธารณะ รวมถึงการล้างและทำความสะอาดเครื่องมือเครื่องจักรในแหล่งน้ำดังกล่าว	• แหล่งน้ำสาธารณะใกล้แนวทางท่อ		
		5. การทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยวิธีชลสถิต (Hydrostatic Test) จะใช้น้ำสะอาดจากสถานีผลิตลานกระบือ และไม่มีมีการใช้สารเคมีใดๆ ในระหว่างการทดสอบ เมื่อการทดสอบสิ้นสุดจะบรรทุกน้ำกลับไปยังถังกลับลงหลุมอัดน้ำที่สถานีผลิตลานกระบือ	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ช่วงทดสอบรอยรั่วของท่อด้วยวิธีชลสถิต	
4. ดินและการชะล้างพังทลายของดิน	4.1 การเปิดหน้าดิน การวางแนวท่อตัดผ่านพื้นที่เกษตรกรรม ทำให้เกิดการชะล้างพังทลายของดิน	1. พิจารณาการก่อสร้างถนนทางเข้า-ออกแนวทางท่อ และติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียมในช่วงฤดูแล้ง (ช่วงกลางเดือนพฤศจิกายนถึงกลางเดือนเมษายน) เพื่อลดผลกระทบจากการชะล้างพังทลายของดิน โดยเฉพาะแนวท่อในช่วงที่วางผ่าน/เลียบแหล่งน้ำ	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. กำหนดให้มีมาตรการอนุรักษ์ดินและน้ำ โดยการบดอัดดินและปลูกพืชคลุมดิน เช่น หญ้า หรือกระดุมทอง บริเวณไหล่ทางและบริเวณลาดคันทาง	• ไหล่ทางและบริเวณลาดคันทางของถนนเลียบแนวท่อ		
		3. การขุดเปิดหน้าดินจะต้องแยกหน้าดินออกจากดินชั้นล่าง และเมื่อฝังกลบต้องใช้น้ำดินชั้นล่างกลบก่อนแล้วจึงตามด้วยหน้าดินเพื่อรักษาอินทรีย์วัตถุในดินให้มากที่สุด	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
4. ดินและการชะล้างพังทลายของดิน (ต่อ)	4.1 การเปิดหน้าดิน การวางแนวท่อตัดผ่านพื้นที่เกษตรกรรม ทำให้เกิดการชะล้างพังทลายของดิน (ต่อ)	4. เมื่อวางท่อและมีการตรวจสอบท่อแล้วเสร็จให้ถมดินกลับโดยเร็วเพื่อป้องกันการชะล้างพังทลายของดินและร่องซุด	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		5. การถมกลบแนววางท่อต้องกลีดยดินเดิมไว้บริเวณแนวท่อและเผื่อการขุดตัวหรือทรุดตัวของดินด้วยการพูนดิน (Crown) บริเวณพื้นที่หลังท่อ พร้อมทั้งบดอัดหน้าดินให้แน่นใกล้เคียงกับสภาพเดิม	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ		
		6. การขุดร่องวางท่อลำเลียงปีโครเลียมในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงต่อการพังทลายของดินหรือพื้นที่ที่ดินมีความอ่อนนุ่ม ให้ติดตั้งเครื่องมือป้องกันการพังทลายของดิน เช่น sheet pile หรือ trench box หรือวัสดุอื่นที่เหมาะสม	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ		
5. สภาพพืชพรรณ	5.1 สูญเสียชนิดพันธุ์พืชจากการก่อสร้างแนวท่อ จากการแผ้วถางพื้นที่	1. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อเลียบถนน จำกัดกิจกรรมการก่อสร้างให้อยู่ในพื้นที่เขตทาง (ROW) 20 ม. เท่านั้น	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อในพื้นที่เอกชน พิจารณาแนววางท่อเลียบตามคันนาให้มากที่สุด			
6. ทรัพยากรสัตว์ป่า	6.1 การแผ้วถางพื้นที่ การปรับพื้นที่อาจรบกวนการอยู่อาศัยและแหล่งหาอาหารของสัตว์ป่าที่อาศัยอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง	1. ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อเลียบถนน จำกัดกิจกรรมการก่อสร้างให้อยู่ในพื้นที่เขตทาง (ROW) 20 ม. เท่านั้น	• พื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
<b>มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบทางสังคม</b>					
1. การใช้ประโยชน์ที่ดิน	1.1 สูญเสียพื้นที่ทางการเกษตร การใช้ประโยชน์พื้นที่ไม่เหมาะสมกับศักยภาพ	1. การจัดหาที่ดิน และก่อสร้างถนนทางเข้า-ออกแนวท่อ และการขุดเซาะความเสียหายต่อพืชผลการเกษตร ต้องดำเนินการโดยมีการเจรจาระหว่างเจ้าของโครงการกับเจ้าของที่ดิน และมีหน่วยงานราชการที่เกี่ยวข้อง อาทิเช่น กรมส่งเสริมการค้าและสำนักงานที่ดินท้องถิ่น ทำหน้าที่กำกับดูแลการซื้อขายให้เกิดความยุติธรรม และเหมาะสมกับทั้งสองฝ่าย	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ตลอดระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
	1.2 การกีดขวางการเข้าที่นา ปัญหากรรมสิทธิ์ที่ดิน	2. เพื่อหลีกเลี่ยงการสูญเสียพืชผลการเกษตรให้มากที่สุด โครงการต้องดำเนินการดังนี้ 2.1 ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อเลียบถนน จำกัดกิจกรรมการก่อสร้างให้อยู่ในพื้นที่เขตทาง (ROW) 20 ม. เท่านั้น 2.1 ในกรณีที่มีการก่อสร้างแนวท่อในพื้นที่เอกชน พิจารณาแนววางท่อเลียบตามคันนาให้มากที่สุด			
		3. จัดให้มีทางเชื่อมต่อทางข้ามชั่วคราวในระหว่างการวางแนวท่อเพื่อให้เครื่องจักรกลและรถขนส่งอุปกรณ์ทางการเกษตรตลอดจนสัตว์เลี้ยงของเกษตรกร สามารถข้ามผ่านเข้า-ออกพื้นที่เกษตรกรรมได้โดยสะดวก	• ทางเข้า-ออกพื้นที่เกษตรกรรม	• ช่วงก่อสร้างแนวท่อ ที่ กิ ด ข ว ง ทางเข้า-ออก พื้นที่เกษตรกรรม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด



กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
2. การระบายน้ำ	2.1 การก่อสร้างแนวท่อข้ามคลอง/ลำรางสาธารณะ และแนวท่อที่วางเลียบคลอง อาจทำให้เกิดการกีดขวางทางไหลของน้ำ	1. หลีกเลี่ยงการก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อที่กีดขวางทางน้ำตามธรรมชาติ หากหลีกเลี่ยงไม่ได้ให้สร้างช่องทางให้น้ำสามารถระบายไหลผ่านตามธรรมชาติได้ เช่น ฟิงทอระบายน้ำตามแนวถนนเลียบแนวท่อสาละยง ให้มีพื้นที่หน้าตัดและจำนวนเพียงพอให้น้ำสามารถไหลผ่านได้โดยสะดวก โดยตลอดแนวท่อของโครงการ จะต้องวางท่อลอด ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 0.6 ม. จำนวนอย่างน้อย ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>• ฐาน NTM-A -&gt; ฐาน NTM-D จำนวนอย่างน้อย 48 ท่อ</li> <li>• ฐาน NTM-B -&gt; ฐาน NTM-A จำนวนอย่างน้อย 3 ท่อ</li> <li>• ฐาน NOH-B -&gt; ฐาน WTN-A จำนวนอย่างน้อย 8 ท่อ</li> <li>• ฐาน PTO-D -&gt; ฐาน NTM-B จำนวนอย่างน้อย 24 ท่อ</li> <li>• ฐาน PTO-C -&gt; ฐาน PTO-A จำนวนอย่างน้อย 1 ท่อ</li> </ul> และก่อนการดำเนินการดังกล่าว ต้องทำการสำรวจสภาพภูมิประเทศเพื่อจัดทำเส้นชั้นความสูงของพื้นที่ (Elevation contour) และกำหนดตำแหน่งวางท่อที่เหมาะสม โดยจะต้องได้รับความยินยอมจากเจ้าของที่ดินทั้งสองฝั่งถนนในจุดที่วางท่อผ่าน	• การก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการ	• ตลอดช่วงก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อของโครงการ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. หากมีการวางท่อผ่านแหล่งน้ำ ต้องขออนุญาตหน่วยงานท้องถิ่นที่เกี่ยวข้องก่อนดำเนินการ เช่น องค์การบริหารส่วนตำบล กรมชลประทาน ฯลฯ	• แนววางท่อของโครงการ ในจุดที่วางผ่านแหล่งน้ำ	• ช่วงติดตั้งแนวท่อผ่านแหล่งน้ำ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
3. การจัดการของเสีย	3.1 การจัดการมูลฝอยและของเสียต่างๆ ที่ไม่เหมาะสมอาจทำให้เกิดการปนเปื้อนลงสู่ดิน แหล่งน้ำผิวดิน และพื้นที่การเกษตรที่อยู่ใกล้เคียงได้	1. ควบคุมผู้รับเหมาทุกรายปฏิบัติตามข้อกำหนดการจัดการของเสียของเจ้าของโครงการ และข้อกำหนดทางกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และมีมาตรการตรวจสอบการทำงานเพื่อให้มั่นใจว่ามีการดำเนินงานที่ได้มาตรฐาน 2. จัดให้มีถังขยะที่มีฝาปิดมิดชิด และภาชนะหรือถังรองรับน้ำมันเครื่องน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้แล้วประจำพื้นที่ก่อสร้าง โดยให้มีจำนวนที่เพียงพอกับปริมาณของเสียที่เกิดขึ้น และให้มีการเก็บรวบรวมไปกำจัดทุกวัน 3. ของเสียต่างๆ ที่เกิดขึ้นจากการก่อสร้าง ให้มีการแยกประเภทและวิธีการกำจัดที่เหมาะสมกับประเภทของของเสีย ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>- ขยะทั่วไป เช่น เศษอาหาร พลาสติก เศษไม้ จะนำไปกำจัดที่เทศบาลตำบลลานกระบือ</li> <li>- ขยะที่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้ (ขยะ recycle) เช่น เศษกระดาช ขวดแก้ว ขวดพลาสติก จะรวบรวมขายให้กับผู้ประกอบการที่ได้รับอนุญาตจากหน่วยงานราชการ</li> <li>- ของเสียอันตราย ประเภทฟ้าสีรุ้งปนเปื้อนน้ำมัน และขยะอันตรายอื่นๆ เช่น ถังสี หรือภาชนะบรรจุของเสียอันตรายที่ไม่ใช้แล้วถูกส่งไปกำจัดโดยผู้รับเหมาขนส่งที่ได้รับอนุญาตขนส่งวัตถุอันตรายและกำจัดโดยบริษัทที่ได้รับอนุญาต รง.101, 105 และ 106</li> </ul>	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อ	• ระยะติดตั้งท่อสาละยง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
3. การจัดการของเสีย (ต่อ)	3.1 การจัดการมูลฝอยและของเสียต่างๆ ที่ไม่เหมาะสมอาจทำให้เกิดการปนเปื้อนลงสู่ดิน แหล่งน้ำผิวดิน และพื้นที่การเกษตรที่อยู่ใกล้เคียงได้ (ต่อ)	<p>4. ว่าจ้างผู้รับเหมาที่ได้รับใบอนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม ในการจัดเก็บ ขนส่ง คัดแยก และนำของเสียอันตรายไปกำจัดตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง</p> <p>5. จัดทำบันทึกข้อมูลประเภทของเสียและปริมาณของเสียที่เกิดขึ้น (Inventory) จากโครงการ เพื่อใช้ในการติดตามตรวจสอบการจัดเก็บ รวมถึงวิธีการจัดการ และการขนส่งของเสียตามประเภทของเสียที่เกิดขึ้น</p> <p>6. จัดทำเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย ตามข้อกำหนดในประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง ระเบียบเอกสารกำกับการขนส่งของเสียอันตราย พ.ศ.2547 สำหรับการขนส่งของเสียอันตรายไปยังสถานที่บำบัดหรือกำจัด</p> <p>7. เศษดินเศษหินที่เกิดจากการเจาะหลุดในส่วนที่เป็นของแข็งจะถูกรวบรวมอยู่ในบ่อรับ-บ่อส่ง และทำการเก็บตัวอย่างเพื่อตรวจวิเคราะห์ค่าการนำไฟฟ้า (EC) โลหะหนักต่างๆ และสารหนู (As) ก่อนนำไปใช้ประโยชน์หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตในแปลงอส 1</p> <p>- หากผลการวิเคราะห์ค่าการนำไฟฟ้า มีค่าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร ซึ่งเป็นค่าการนำไฟฟ้าตามธรรมชาติของดินทั่วไป ถือว่าเศษดินเศษหินจากการเจาะหลุดไม่มีการปนเปื้อนในแง่ของความเสี่ยง โครงการจะนำไปใช้ประโยชน์ในการถมพื้นที่สำหรับงานก่อสร้าง หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตในแปลงอส 1</p>	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ระยะ ๕ ปี ครั้ง ๑ ครั้ง ต่อปี	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
3. การจัดการของเสีย (ต่อ)	3.1 การจัดการมูลฝอยและของเสียต่างๆ ที่ไม่เหมาะสมอาจทำให้เกิดการปนเปื้อนลงสู่ดิน แหล่งน้ำผิวดิน และพื้นที่การเกษตรที่อยู่ใกล้เคียงได้ (ต่อ)	<p>- หากค่าการนำไฟฟ้า มีค่าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร ให้ผสมด้วยดินสะอาดในสัดส่วนที่เหมาะสม เพื่อให้ค่าการนำไฟฟ้าของดินมีค่าต่ำกว่า 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร ก่อนที่จะนำไปใช้ประโยชน์หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตในแปลงอส 1</p> <p>โลหะหนักต่างๆ</p> <p>- หากผลการวิเคราะห์ค่าการนำไฟฟ้า มีค่าไม่เกิน 4,000 ไมโครซีเมนส์/เซนติเมตร ซึ่งเป็นค่าการนำไฟฟ้าตามธรรมชาติของดินทั่วไป ถือว่าเศษดินเศษหินจากการเจาะหลุดไม่มีการปนเปื้อนในแง่ของความเสี่ยง โครงการจะนำไปใช้ประโยชน์ในการถมพื้นที่สำหรับงานก่อสร้าง หรือฝังกลบในพื้นที่ฐานผลิตในแปลงอส 1</p> <p>- กรณีที่ปริมาณโลหะต่างๆ สูงเกินมาตรฐานคุณภาพดินที่ใช้ประโยชน์เพื่อการอยู่อาศัยและเกษตรกรรมของประเทศไทย หรือสารหนูมีปริมาณสูงกว่าค่า Baseline ของพื้นที่ที่จะนำเศษดินเศษหินจากการเจาะหลุดไปใช้ประโยชน์ ให้นำเศษดินเศษหินผสมกับดินสะอาดในสัดส่วนที่เหมาะสมเพื่อให้มีปริมาณโลหะหนักต่างๆ อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานและมีปริมาณสารหนูต่ำกว่าค่า Baseline ของพื้นที่ที่จะนำเศษดินเศษหินจากการเจาะหลุดไปใช้ประโยชน์</p>	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนวทางท่อ	• ระยะ ๕ ปี ครั้ง ๑ ครั้ง ต่อปี	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
4. การคมนาคม	4.1 อุบัติเหตุและความเสียหายต่อผิวจราจรจากการขนส่งเครื่องจักร/วัสดุก่อสร้างและใช้วิธีการก่อสร้างและติดตั้งท่อที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบด้านการจราจร	1. ควบคุมผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามกฎจราจรอย่างเคร่งครัด และจำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ก่อสร้างให้เป็นไปตามที่กฎหมายกำหนด คือ ไม่เกิน 80 กม./ชม. บนถนนทางหลวง นอกจากนี้จะต้องไม่เกิน 30 กม./ชม. บนถนนลูกรัง/ถนนดิน และชะลอความเร็วที่ชุมชนเพื่อลดอุบัติเหตุจากการจราจร	• เส้นทางคมนาคมทุกแห่งของโครงการ	• ตลอดระยะติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		2. จัดทำสัญลักษณ์ ป้ายเตือนต่างๆ หรือสัญญาณไฟแสดงให้เห็นได้ชัดเจนว่ามีพื้นที่การก่อสร้างและติดตั้งท่อลำเลียง เพื่อให้ผู้ใช้เส้นทางทราบ โดยมีระยะติดตั้งที่เหมาะสม โดยเฉพาะบริเวณทางร่วม-ทางแยกเข้าพื้นที่ก่อสร้าง	• พื้นที่ก่อสร้างแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม		
		3. ติดตั้งป้าย/สัญลักษณ์แสดงขอบเขตของแนวท่อ และเครื่องหมายเตือนต่างๆ เช่น “เขตจำกัดความเร็ว” เป็นต้น	• ตลอดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม		
		4. จัดให้มีทางเบี่ยงชั่วคราวในช่วงการติดตั้งแนวท่อ เพื่อให้เครื่องจักรกลและรถขนส่งอุปกรณ์ทางการเกษตร ตลอดจนสัตว์เลี้ยงของเกษตรกร สามารถข้ามผ่าน-เข้าออกพื้นที่เกษตรกรรมได้โดยสะดวก	• บริเวณแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม		
		5. จัดสร้างสะพานหรือทางข้ามแนวท่อในบริเวณจุดเชื่อมต่อกับถนนหรือบริเวณอื่นๆ ที่เหมาะสมตามข้อสรุปของท้องถิ่นเพื่อให้เครื่องจักรและรถขนส่งอุปกรณ์ทางการเกษตรข้ามผ่านเข้าสู่พื้นที่ได้โดยประสานงานกับเจ้าของที่ดินที่อยู่ในบริเวณสองฟากของแนวท่อ เพื่อกำหนดตำแหน่งก่อสร้างสะพานที่เหมาะสม	• จุดเชื่อมต่อกับถนนบริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ ทางร่วม/ทางแยก		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
4. การคมนาคม (ต่อ)	4.1 อุบัติเหตุและความเสียหายต่อผิวจราจรจากการขนส่งเครื่องจักร/วัสดุก่อสร้างและใช้วิธีการก่อสร้างและติดตั้งท่อที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบด้านการจราจร (ต่อ)	6. กรณีวางท่อตัดผ่านถนนสายหลัก ซึ่งมีปริมาณการจราจรหนาแน่น จะใช้วิธีการวางแบบเจาะคว้านหรือเจาะลอด เพื่อลดผลกระทบจากการกีดขวางเส้นทางจราจร	• ถนนสายหลักที่แนวท่อตัดผ่าน	• ตลอดระยะการติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		7. จัดหาแหล่งดินสำหรับก่อสร้างถนนเลียบแนวท่อ ที่ตั้งอยู่ภายในระยะรัศมี 5 กม. ของพื้นที่ก่อสร้าง เพื่อลดระยะเวลาและความเสี่ยงจากอุบัติเหตุในการขนส่ง	• แหล่งดินที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียง		
		8. จัดให้มีเจ้าหน้าที่อำนวยความสะดวกด้านการจราจร อยู่ประจำบริเวณทางร่วม/ทางแยก หรือปากทางเข้า-ออกพื้นที่ที่มีการติดตั้งท่อลำเลียงที่เชื่อมกับถนนสาธารณะ เพื่อให้สัญญาณควบคุมการจราจรโดยเฉพาะในช่วงที่รถบรรทุกวัสดุก่อสร้างผ่านเข้า-ออก	• ทางร่วม/ทางแยก/จุดอับ และปากทางเข้าพื้นที่ก่อสร้างแนวท่อถนนสายหลักที่แนวท่อตัดผ่าน		
		9. ควบคุมน้ำหนักบรรทุกทุก มิติให้บรรทุกน้ำหนักเกินข้อกำหนดของกรมการขนส่งทางบก เพื่อลดความเสียหายของผิวจราจรและโครงสร้างของถนน	• รถบรรทุกขนส่งท่อและวัสดุก่อสร้าง		
		10. ขนย้ายท่อมาซึ่งพื้นที่ก่อสร้างในจำนวนที่สามารถติดตั้งได้ในวันต่อวันเท่านั้น	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้าง		
		11. หลีกเลี่ยงการขนส่งในช่วงเวลาที่เป็นชั่วโมงเร่งด่วน (07.00-09.00 น. และ 17.00-19.00 น.)	• เส้นทางที่ใช้ในการขนส่งท่อและวัสดุก่อสร้าง		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
4. การคมนาคม (ต่อ)	4.1 อุบัติเหตุและความเสียหายต่อผิวจราจรจากการขนส่งเครื่องจักร/วัสดุก่อสร้างและใช้วิธีการก่อสร้างและติดตั้งท่อที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบด้านการจราจร (ต่อ)	12. ให้ตรวจสอบสำรวจจุดเสี่ยง จุดอันตรายหรือสภาพถนนที่ไม่สมบูรณ์ หรือมีข้อบกพร่อง และดำเนินการปรับปรุงซ่อมแซมให้อยู่ในสภาพที่ปลอดภัยต่อการสัญจร หรือทำป้ายเตือนที่เห็นชัดเป็นระยะๆ การขอความร่วมมือผู้รับเหมาก่อสร้างถนนดำเนินการให้แล้วเสร็จก่อนดำเนินการวางท่อลำเลียงปิโตรเลียม และกรณีที่ยังไม่แล้วเสร็จให้ติดตั้งเครื่องหมายแจ้งผู้ใช้ทางล่วงหน้าก่อนถึงบริเวณก่อสร้างในระยะที่ปลอดภัย	• เส้นทางที่ใช้ในการขนส่งท่อและวัสดุก่อสร้าง	• ตลอดระยะการติดตั้งท่อลำเลียงปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		13. ติดตั้งหินชะลอความเร็ว (Rumble Strip) และติดตั้งรั้วกันชนในบริเวณที่เป็นจุดเสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ แสดงดังรูปที่ 1	• ทางร่วม/ทางแยก/จุดอับ ทางโค้งของแนวท่อ		
		14. กันเขตบริเวณพื้นที่ขุดบ่อรับ-บ่อส่งสำหรับการเจาะลวดและดินลวด โดยกำหนดให้ใช้พื้นที่ขอบให้ล่อน และต้องไม่มีสิ่งกีดขวางใดๆ รุกเข้าไปในพื้นที่ผิวถนน พร้อมติดตั้งป้ายแสดงบริเวณที่ทำการขุดให้เห็นอย่างชัดเจน เพื่อป้องกันอันตรายขณะเครื่องจักรทำงาน	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้าง		
5. เศรษฐกิจ-สังคม	5.1 งานปรับสภาพพื้นที่ตลอดแนววางท่อเป็นงานที่ไม่ต้องใช้แรงงานมีฝีมือ จึงเป็นโอกาสของแรงงานท้องถิ่นในการเข้าทำงาน ส่งผลกระทบบนทางบวกต่อเศรษฐกิจชุมชน	1. พิจารณารับคนงานท้องถิ่น สำหรับงานที่ไม่ต้องการแรงงานที่มีความชำนาญเฉพาะทางตามความเหมาะสม	• แรงงานท้องถิ่นในบริเวณใกล้เคียงโครงการ	• ก่อนและตลอดระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. พิจารณาให้ผู้รับเหมามีสวนในการจัดซื้อจัดหารวัสดุก่อสร้างสินค้าอุปโภคที่มีในท้องถิ่นตามความเหมาะสม	• ชุมชนบริเวณใกล้เคียงโครงการ	• ตลอดระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
5. เศรษฐกิจ-สังคม (ต่อ)	5.2 จากการสำรวจทัศนคติของประชาชน และเจ้าของที่ดินตามแนววางท่อ พบว่าบางส่วนยังมีความวิตกกังวลต่อการก่อสร้างแนวท่อ เช่น ปัญหาเรื่องฝุ่นละออง เสียง และการกีดขวางเส้นทางสัญจรเข้าที่นา โดยเฉพาะในช่วงฤดูเก็บเกี่ยว	1. จัดให้มีการประชาสัมพันธ์ชี้แจงรายละเอียดโครงการ ได้แก่ กำหนดการและระยะเวลาการก่อสร้าง รายละเอียดผู้รับเหมามาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ให้กับผู้นำชุมชนและประชาชนที่อยู่ใกล้เคียงแนวท่อที่อาจได้รับเสียงรบกวนได้ รับทราบ เพื่อคลายความวิตกกังวลด้านเสียงรบกวน รวมทั้งช่องทางการรับเรื่องร้องเรียน และขั้นตอนการตรวจสอบและแก้ไขข้อร้องเรียนต่างๆ ให้กับผู้นำชุมชนและประชาชนที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงที่แจ้งแนวท่อของโครงการ และรับฟังข้อกังวลที่มีต่อโครงการ ก่อนเริ่มการก่อสร้างแนวท่อประมาณ 2 สัปดาห์หรือตามแผนการประชาสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ รวมทั้งเข้าเยี่ยมรับฟังความคิดเห็นของชุมชนตามแผนการประชาสัมพันธ์ของบริษัทฯ ในด้านผลกระทบที่อาจได้รับ โดยดำเนินการอย่างต่อเนื่องดังแสดงในตารางที่ 7	• ชุมชนบริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	• ก่อนเริ่มการก่อสร้างแนวท่อประมาณ 2 สัปดาห์หรือตามแผนการประชาสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. แผนประชาสัมพันธ์ ควรเน้นการเสริมสร้างความเข้าใจเกี่ยวกับระบบความปลอดภัยในการขนส่งปิโตรเลียม การก่อสร้างสะพาน/ทางข้ามแนวท่อ การป้องกันการรั่วไหล มาตรการจ่ายค่าชดเชยความเสียหาย การป้องกันด้านเสียงรบกวน เป็นต้น	• บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ		
		3. จัดให้มีทางเข้าชั่วคราวทางเบี่ยง สำหรับเครื่องจักร ยานพาหนะทางการเกษตรเข้าสู่พื้นที่การเกษตรในบริเวณที่กำลังวางแนวท่อ		• ในช่วงติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
5. เสรฐกิจ-สังคม (ต่อ)	5.2 จากการสำรวจทัศนคติของประชาชน และเจ้าของที่ดินตามแนววางท่อ พบว่าบางส่วนยังมีความวิตกกังวลต่อการก่อสร้างแนวท่อ เช่น ปัญหาเรื่องฝุ่นละออง เสียง และการกีดขวางเส้นทางสัญจรเข้าที่นาโดยเฉพาะในช่วงฤดูเก็บเกี่ยว (ต่อ)	4. จัดให้มีการอบรมชี้แจงระเบียบปฏิบัติงานในพื้นที่โครงการแก่ผู้รับเหมาและผู้ปฏิบัติงานทราบ และกำชับให้ปฏิบัติตามมาตรการจัดการฝุ่นละออง/เสียงดังอย่างเคร่งครัด	● บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	● ในช่วงติดตั้งท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		5. กรณีที่พิสูจน์ได้ว่า กิจกรรมการผลิตของโครงการ ก่อให้เกิดความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐาน และระบบสาธารณูปโภคสาธารณะโครงการต้องมีมาตรการจ่ายค่าชดเชยที่เหมาะสม	● โครงสร้างพื้นฐานและระบบสาธารณูปโภคสาธารณะที่อยู่ในบริเวณใกล้เคียง	● ทันท่วงทีที่ทราบเรื่องร้องเรียน	
		6. มีมาตรการควบคุมการปฏิบัติงานของผู้รับเหมาอย่างเคร่งครัดและสอดคล้องกับระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS) ของเจ้าของโครงการ เช่น ห้ามดื่มเครื่องดื่มที่มีแอลกอฮอล์ขณะปฏิบัติงาน การตรวจสอบประวัติคนงานก่อนเข้าทำงาน การคัดเลือกคนงานในท้องถิ่นตามความเหมาะสม หรือคัดเลือกคนงานที่คุ้นเคยกับสภาพพื้นที่ เป็นต้น	● บริเวณพื้นที่ก่อสร้างแนววางท่อ	● ในช่วงติดตั้งท่อลำเลียง	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
5. เสรฐกิจ-สังคม (ต่อ)	5.3 ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อวิถีชีวิตและความเป็นอยู่ของชุมชนได้เสียชีวิตหรือบาดเจ็บจากการดำเนินกิจกรรมของโครงการ	1. เข้าพบผู้นำชุมชน ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ รวมทั้งประชาชนทั่วไป เพื่อรับทราบสภาพความเป็นอยู่ และผลกระทบที่คาดว่าจะได้รับ เพื่อหาแนวทางป้องกันและแก้ไข รวมทั้งสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างประชาชนและเจ้าของโครงการ	● ชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงท่อลำเลียง	● ดำเนินการอย่างต่อเนื่องตลอดระยะดำเนินการ	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		2. ดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียนตามกระบวนการรับเรื่องร้องเรียนของโครงการ และขั้นตอนการแก้ไขข้อร้องเรียน รวมทั้งวิเคราะห์หาสาเหตุและการแก้ไขเพื่อป้องกันการเกิดซ้ำ			
		3. สนับสนุนให้มีการติดตามการดำเนินงานโครงการฯ โดยใช้กระบวนการมีส่วนร่วมของชุมชนและหน่วยงานในพื้นที่ ซึ่งดำเนินการอยู่ในปัจจุบัน เช่น การประชุมประจำเดือนร่วมกับหน่วยงานระดับอำเภอ และกำนันผู้ใหญ่บ้าน หรือการเข้าไปพบประชาชนภายในชุมชนที่เป็นที่ตั้งของโครงการเป็นประจำทุกสัปดาห์ เพื่อติดตามการดำเนินโครงการอย่างต่อเนื่อง			
		4. นำเสนอผลการติดตามตรวจสอบปฏิบัติตามมาตรการป้องกันฯ ให้ชุมชนได้รับทราบ ผ่านกิจกรรมชุมชนสัมพันธ์			
		5. จัดส่งรายงานการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบและมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบให้กับหน่วยงานท้องถิ่น เช่น สำนักงานทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมจังหวัด องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นในพื้นที่ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น			
		6. ในกรณีที่ประชาชนในพื้นที่พบเห็นว่าการดำเนินงานของโครงการฯ ไม่เป็นไปตามมาตรการที่นำเสนอไว้ และร้องเรียนมาที่บริษัทฯ ให้โครงการฯ นำมาประชุมเพื่อหาทางแก้ไข และชี้แจงต่อประชาชนดังกล่าว			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
<b>มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบทางสุขภาพ</b>					
6. อาชีวอนามัยและความปลอดภัย พนักงาน	6.1 สภาพการทำงานหรือสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ไม่ปลอดภัยรวมถึงความประมาท และปัญหาทางสุขภาพ อาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุ อันตรายต่อร่างกาย ชีวิต สุขภาพอนามัย และทรัพย์สินของพนักงานและชุมชนใกล้เคียงได้	<ol style="list-style-type: none"> <li>ควบคุมคนงานของผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามข้อบังคับในด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย ตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> <li>ประกาศกระทรวงมหาดไทย เรื่องความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับภาวะแวดล้อม พ.ศ.2519</li> <li>กฎกระทรวงเรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับความร้อน แสงสว่างและเสียง พ.ศ.2549</li> <li>กฎกระทรวงกำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับรังสีชนิดก่อไอออน พ.ศ.2547</li> </ul> </li> <li>ประกาศนโยบายด้านความปลอดภัยในบริเวณพื้นที่ก่อสร้างโครงการ ให้คนงานก่อสร้างทุกคนรับทราบ และให้ยึดถือปฏิบัติอย่างเคร่งครัด</li> <li>ควบคุมผู้รับเหมาให้ปฏิบัติตามระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS) ของเจ้าของโครงการอย่างเคร่งครัด ที่สำคัญได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> <li>การจัดหาอุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล (PPE) ที่เหมาะสมกับลักษณะงานให้พนักงานสวมใส่ เช่น ที่ครอบหมวกนิรภัย แวนดานิรภัย เป็นต้น</li> </ul> </li> </ol>	● บริเวณพื้นที่ก่อสร้าง แนววางท่อ	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
6. อาชีวอนามัยและความปลอดภัย พนักงาน (ต่อ)	6.1 สภาพการทำงานหรือสภาพแวดล้อมในการทำงานที่ไม่ปลอดภัยรวมถึงความประมาท และปัญหาทางสุขภาพ อาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุ อันตรายต่อร่างกาย ชีวิต สุขภาพอนามัย และทรัพย์สินของพนักงานและชุมชนใกล้เคียงได้ (ต่อ)	<ol style="list-style-type: none"> <li>ปฏิบัติตามมาตรการความปลอดภัยในการก่อสร้าง เช่น การกั้นเขตพื้นที่ก่อสร้าง การติดตั้งป้ายเตือนอันตราย การตรวจสอบดูแลสภาพเครื่องจักร ความเป็นระเบียบเรียบร้อย และความปลอดภัยของสภาพแวดล้อมในการทำงาน และการสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล เป็นต้น</li> <li>การปฏิบัติงานด้วยระบบใบอนุญาตทำงาน (PTW)</li> <li>จัดสภาพแวดล้อมในการทำงานให้เหมาะสม จัดเก็บวัสดุก่อสร้าง และอุปกรณ์ต่างๆ ให้เรียบร้อยหลังจากเสร็จสิ้นการปฏิบัติงานในแต่ละวัน</li> <li>การจัดบริการด้านสาธารณสุข <ul style="list-style-type: none"> <li>จัดให้มียาเวชภัณฑ์ และอุปกรณ์ปฐมพยาบาล ประจำอยู่ที่พื้นที่ก่อสร้าง</li> <li>มีมาตรการประสานงานกับโรงพยาบาลใกล้เคียง เพื่อจัดการรับส่งผู้ป่วย กรณีเจ็บป่วย หรือเกิดอุบัติเหตุฉุกเฉินขณะปฏิบัติงาน</li> <li>จัดให้มีห้องพยาบาลจำนวน 1 ห้อง และเจ้าหน้าที่ทางการแพทย์ที่สถานีผลิตลานกระบือ</li> <li>มีรถพยาบาลเตรียมพร้อมที่สถานีผลิตลานกระบือ เพื่อส่งผู้ป่วยไปยังโรงพยาบาลในกรณีฉุกเฉิน</li> </ul> </li> </ol>	● บริเวณพื้นที่ก่อสร้าง แนววางท่อ	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
			● สถานีผลิตลานกระบือ	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
6. อธิษณานิยมและ ความปลอดภัย พนักงาน (ต่อ)	6.1 สภาพการทำงาน หรือ สภาพแวดล้อมในการทำงาน ที่ไม่ปลอดภัยรวมถึงความ ประมาท และปัญหาทาง สุขภาพ อาจก่อให้เกิด อุบัติเหตุ อันตรายต่อร่างกาย ชีวิต สุขภาพอนามัย และ ทรัพย์สินของพนักงานและ ชุมชนใกล้เคียงได้ (ต่อ)	5. บังคับใช้นโยบายการจำกัดความเร็วกับผู้รับเหมาย่างเข้มงวด โดย จำกัดความเร็วในการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ เครื่องจักร ไม่เกิน 80 กม./ชม. บนถนนทางหลวง และไม่เกิน 30 กม./ชม. บนถนนลูกรัง เพื่อความปลอดภัยในการขนส่ง	● ตลอดเส้นทางทาง ขนส่ง	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
7. สุขภาพอนามัยของ ประชาชน	7.1 ฝุ่นละอองและมลสารอาจทำ ให้เกิดการระคายเคืองตา และ ระคายเคืองต่อส่วนต่างๆ ของ ระบบทางเดินหายใจ 7.2 เสียงรบกวน อาจทำให้เกิด เสียงรบกวนจากการใช้ เครื่องจักร/เครื่องยนต์ ในการ วางท่อลำเลียงซึ่งทำให้เกิด ความรู้สึกรำคาญ และอาจทำ ให้เกิดผลกระทบต่อการได้ยิน 7.3 โรคติดเชื้อ เนื่องจากการเข้ามา ของแรงงานต่างถิ่น	1. ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบเรื่อง อากาศ เสียง การคมนาคมขนส่ง และเสริมสุขภาพอย่างเคร่งครัด	● พื้นที่ก่อสร้างแนววาง ท่อ	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		2. ดำเนินการตามมาตรการต่างๆ ทางด้านสิ่งแวดล้อม และสังคมอย่าง เคร่งครัด เพื่อป้องกันไม่ให้เกิดผลกระทบทางด้านสาธารณสุข ตั้งแต่ต้น			
		3. จัดให้มีบริการด้านสาธารณสุขแก่พนักงานและเจ้าหน้าที่ของ โครงการอย่างเพียงพอ เพื่อลดผลกระทบต่อการเพิ่มภาระการ ให้บริการของหน่วยงานสาธารณสุขในพื้นที่	● พื้นที่ก่อสร้างแนววาง ท่อ	● ระยะติดตั้งท่อ ลำเลียง	
		4. จัดให้มีการตรวจสอบประวัติคนงาน และตรวจสุขภาพก่อนรับเข้า ปฏิบัติงาน	● ผู้ปฏิบัติงานให้กับ โครงการ	● ก่อนปฏิบัติงาน	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
7. สุขภาพอนามัยของ ประชาชน (ต่อ)	7.1 ฝุ่นละอองและมลสารอาจทำ ให้เกิดการระคายเคืองตา และ ระคายเคืองต่อส่วนต่างๆ ของ ระบบทางเดินหายใจ 7.2 เสียงรบกวน อาจทำให้เกิด เสียงรบกวนจากการใช้ เครื่องจักร/เครื่องยนต์ ในการ วางท่อลำเลียงซึ่งทำให้เกิด ความรู้สึกรำคาญ และอาจทำ ให้เกิดผลกระทบต่อการได้ยิน 7.3 โรคติดเชื้อ เนื่องจากการเข้ามา ของแรงงานต่างถิ่น (ต่อ)	5. คนงานที่เป็นโรคติดต่อร้ายแรงให้หยุดงานจนกว่าจะหายขาด  6. การวางแผนท่อที่ใกล้กับถนนสาธารณะ และบริเวณจุดคัดค้าน ต้องจัดระเบียบพื้นที่ก่อสร้างให้เรียบร้อย ติดตั้งป้ายเตือนก่อนถึง พื้นที่ก่อสร้างอย่างน้อย 100 ม. ห้ามวางวัสดุก่อสร้าง/จอ รบบรทุกทิศทางช่องทางจราจร และจัดให้มีเจ้าหน้าที่ควบคุมให้ สัญญาณจราจรในถนนสาธารณะตลอดช่วงเวลาที่มีการก่อสร้าง	● ผู้ปฏิบัติงานให้กับ โครงการ  ● พื้นที่ก่อสร้างแนววาง ท่อใกล้กับถนน สาธารณะและบริเวณ จุดคัดค้าน	● ตลอดระยะติดตั้ง ท่อลำเลียง  ● ในช่วงการวางแนว ท่อที่ใกล้กับถนน สาธารณะและ บริเวณจุดคัดค้าน	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ตารางที่ 3 มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม กรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุและการระเบิดตามมาได้	<b>มาตรการในการป้องกันเหตุฉุกเฉิน</b>	• ท่อของโครงการ	• ในขั้นตอนการออกแบบ	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		1. การเลือกใช้ท่อ จะเป็นท่อเหล็กแบบไม่มีตะเข็บ Class API 5LX-42 ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 10 นิ้ว ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐาน ASME/ANSI 31.4 สำหรับท่อน้ำมัน			
		2. กรณีที่มีกิจกรรมการเชื่อมท่อหรือตัดท่อในบริเวณใกล้เคียงท่อที่วางอยู่ในปัจจุบัน จะต้องจัดให้มีอุปกรณ์ป้องกันไม่ให้มีเศษวัสดุหรือสะเก็ดเปลวไฟ/ความร้อนกระเด็นไปโดนท่อที่อยู่ใกล้เคียง รวมทั้งให้มีการตรวจสอบท่อดังกล่าว			
		3. ท่อทุกเส้นจะต้องได้รับการตรวจสอบความเรียบรอยตามแนวเชื่อมต่อการ X-ray และทดสอบด้วยวิธีไฮดรอสแตติก (Hydrostatic Test)			
		4. ให้มีการตรวจสอบบำรุงรักษาท่อ ทั้งการตรวจสอบและบำรุงรักษา สภาพภายนอกท่อ และการตรวจสอบความหนาของท่อตาม Integrity Management Procedures เพื่อให้มั่นใจว่าแนวท่อที่มีสภาพดีอยู่เสมอ ได้แก่ การตรวจสอบผิวท่อด้วยวิธี Ultrasonic Wall Thickness Measurement ซึ่งจะดำเนินการทุก 1 ปี สำหรับเส้นท่อที่วางใหม่ และทุก 5 ปี สำหรับแนวท่อในบริเวณที่หุ้มฉนวนและส่วนที่เป็น Bare Metal ตามแผนงาน	• ตลอดแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	• ในระหว่างท่อ	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุ และการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	5. กรณีเป็นท่อที่ถูกปิดไว้ชั่วคราวและจะเปิดการใช้งานใหม่ ก่อนเปิดใช้งาน ฝ่ายก่อสร้างและซ่อมบำรุง จะต้องตรวจสอบรอยรั่วและความหนาของผนังท่อ ด้วยวิธี Magnetic Flux Leakage (MFL) ถ้าพบว่ามีความผิดปกติหรือมีรอยรั่ว จะต้องทำการตัดท่อบริเวณนั้นออกและติดตั้งท่อใหม่ จากนั้นจะมีการทดสอบรอยรั่วบริเวณรอยต่อ ก่อนดำเนินการขนส่งปิโตรเลียมผ่านระบบท่อ	• แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมที่ถูกปิดไว้ชั่วคราวและจะเปิดการใช้งานใหม่	• ก่อนดำเนินการขนส่งปิโตรเลียมผ่านระบบท่อ	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		6. มีปฏิบัติตามมาตรการในการป้องกันและลดอุบัติเหตุจากยานพาหนะของโครงการฯ ได้แก่ <ul style="list-style-type: none"> <li>- ติดตั้งป้ายต่างๆ ในบริเวณใกล้แนวท่อ ได้แก่ ป้ายจำกัดความเร็ว ป้ายเตือน และป้ายสะท้อนแสง</li> <li>- ติดตั้งระบบไฟเตือน</li> <li>- ติดตั้งคันชะลอความเร็ว (Rumble Strip) และติดตั้งรั้วกันชนในบริเวณที่เป็นจุดเสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ</li> <li>- ให้มีการประชาสัมพันธ์ให้ตระหนักถึงความปลอดภัยในการขับขี่ตามแผนประชาสัมพันธ์ของ บริษัทฯ อย่างต่อเนื่อง โดยผ่านทางกิจกรรมของโครงการต่างๆ ได้แก่ โครงการลานกระบือรวมใจ สร้างความปลอดภัยบนท้องถนน โครงการร่วมใจเพื่อความปลอดภัยทางถนน โครงการติดตั้งป้ายสะท้อนแสงเพื่อลดอุบัติเหตุที่ใช้งานในทางจราจร โครงการเพิ่มพูนทักษะการขับขี่อย่างปลอดภัย กับ ปตท.สผ. เป็นต้น</li> </ul>	• แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	• ตลอดระยะการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียง	



กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุและการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	- จัดให้มีการประชุมรับฟังความคิดเห็นของ ปตท.สผ. ให้ความรู้เรื่องท่อขนส่งน้ำมันดิบ การบำรุงรักษา ตรวจสอบ และการซ่อมบำรุง รวมถึงนำสถิติของการเกิดอุบัติเหตุจากยานพาหนะชนท่อ พร้อมทั้งสาเหตุและแนวทางป้องกันและแก้ไข และการติดต่อประสานงานกรณีเกิดอุบัติเหตุ และ / หรือการรั่วไหล ไปเผยแพร่ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในบริเวณใกล้เคียงได้รับทราบ เพื่อสร้างความตระหนักให้เกิดความระมัดระวังในการขับขี่ รวมทั้งจัดทำเอกสารเผยแพร่เพิ่มเติมในส่วนที่เกี่ยวกับแนวทางการป้องกันและลดอุบัติเหตุที่เกิดจากยานพาหนะชนท่อดังกล่าวด้วย	• แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม	• ตลอดระยะการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		7. กรณีที่มีการวางท่อน้ำมัน (Pipe Rack) ที่มีการวางท่อน้ำมันอยู่แล้ว จะต้องมีการติดตั้งเครื่องตรวจจับก๊าซ (Gas Detector) ที่ผู้ปฏิบัติงาน เพื่อตรวจสอบการรั่วไหลของท่อที่มีการติดตั้งอยู่เดิม และขณะดำเนินการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม จะต้องวางแผงกันไฟเพื่อไม่ให้มีเศษวัสดุหรือสะเก็ดเปลวไฟความร้อน/ กระเด็นไปโดนท่อที่ใกล้เคียง รวมทั้งให้มีการตรวจสอบความเรียบร้อยของท่อดังกล่าว			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอัคคีภัยและการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	<u>มาตรการจัดการกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน</u>	• พื้นที่ฐานผลิตใกล้เคียงแนวท่อ	• ตลอดระยะการผลิต	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
		1. จัดให้มีเครื่องมืออุปกรณ์ดับเพลิงและขจัดความน้ำมันประจำฐานผลิตที่อยู่ใกล้เคียงเพื่อความสะดวกในการใช้งานเมื่อเกิดเหตุรั่วไหลหรืออัคคีภัย			
		2. เตรียมความพร้อมของทีมฉุกเฉินของเจ้าของโครงการ รวมถึงพนักงาน และบริษัทผู้รับเหมาที่เกี่ยวข้องทุกคน ในการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน โดยพนักงานทุกคนจะได้รับการฝึกอบรมการใช้เครื่องมืออุปกรณ์ดับเพลิงประเภทต่างๆ รวมถึงการซักซ้อมปฏิบัติตามแผนปฏิบัติการฉุกเฉินอย่างน้อย ปีละ 1 ครั้ง	• พนักงานของเจ้าของโครงการและของบริษัทผู้รับเหมาที่เกี่ยวข้องทุกคน		
		3. ในการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน กำหนดให้มีตัวแทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรวมทั้งประชาชนในพื้นที่ร่วมด้วย โดยเฉพาะครัวเรือนและประชากรกลุ่มเสี่ยง ที่อยู่ระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง	• พื้นที่ฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินร่วมกับตัวแทนของประชาชนในพื้นที่ที่ร่วมด้วย		
		4. ให้เจ้าของโครงการประสานงานกับหน่วยงานและตัวแทนประชาชนในพื้นที่ โดยเฉพาะครัวเรือนและประชากรกลุ่มเสี่ยงที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง เพื่อกำหนดพื้นที่ปลอดภัยสำหรับใช้เป็นจุดรวมพลที่เหมาะสม ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่ต้องดำเนินการอพยพประชาชน ไปยังพื้นที่ปลอดภัย	• หน่วยงานและตัวแทนประชาชนในพื้นที่		

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุ และการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	5. ให้ตรวจสอบจำนวนครีวเรือและจำนวนประชากร โดยเฉพาะกลุ่มเสี่ยง ที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยปรับปรุงข้อมูลทุก 1 ปี เพื่อเป็นข้อมูลในการประชาสัมพันธ์ให้ข้อมูลและความรู้เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับรับมือกรณีเกิดเหตุฉุกเฉิน รวมทั้งเป็นข้อมูลสำหรับทีมตอบสนองเหตุฉุกเฉินของโครงการฯ ในการให้ความช่วยเหลือแก่ครีวเรือดังกล่าว	• ครีวเรือและประชากรที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง	• จัดทำฐานข้อมูลจำนวนครีวเรือและจำนวนประชากร ที่อยู่ระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง ก่อนเริ่มการผลิตผ่านระบบท่อลำเลียง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		6. ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในพื้นที่ทราบรายละเอียดข้อมูลในแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม และแผนการอพยพกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยเฉพาะครีวเรือที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากแนวท่อ โดยดำเนินการผ่านกิจกรรมในการพบปะผู้นำและประชาชนของทีมงานมวลชนสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ และการจัดการฝึกอบรมให้แก่มูลนิธิประชาชนหรือตัวแทนในพื้นที่ เช่น กลุ่ม อสม. รวมทั้งการแจกเอกสารเผยแพร่เพื่อให้ความรู้เกี่ยวกับแผนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและแผนการอพยพ เป็นต้น	• ชุมชนใกล้เคียงแนวท่อ	• ทำการปรับปรุงฐานข้อมูลฯ ปีละ 1 ครั้ง ตลอดระยะเวลาการผลิต	

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุ และการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	7. ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินน้ำมันรั่วไหล โครงการต้องปฏิบัติตามมาตรการจัดการเหตุฉุกเฉินน้ำมันรั่วไหล (Oil Spill Plan) อย่างเคร่งครัดและต้องตรวจสอบการปนเปื้อนของบริเวณที่เกิดการรั่วไหล ตามมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	• พื้นที่ที่ได้รับการปนเปื้อนจากการรั่วไหลของน้ำมัน	• ในกรณีที่เกิดเหตุการณ์ฉุกเฉินน้ำมันรั่วไหล	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		8. น้ำมันที่หกรั่วไหล และดินที่ปนเปื้อนจะต้องรวบรวมไปกำจัดโดยวิธีการที่เหมาะสม เช่น นำดินที่ปนเปื้อนส่งให้บริษัทผู้รับเหมากำจัดของเสียอันตรายนำไปกำจัดในเตาเผาปูนซีเมนต์หรือนำไปเข้าระบบ API Separator เป็นต้น	• น้ำมันที่หกรั่วไหลและดินที่ได้รับปนเปื้อน		
		9. ในการฝึกซ้อมแผนฉุกเฉิน กำหนดให้มีตัวแทนหน่วยงานที่เกี่ยวข้องรวมทั้งประชาชนในพื้นที่ร่วมด้วย โดยเฉพาะครีวเรือและประชากรกลุ่มเสี่ยง ที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง	• ชุมชนใกล้เคียงแนวท่อ	• ตลอดระยะเวลาการผลิต	
		10. ให้เจ้าของโครงการประสานงานกับหน่วยงานและตัวแทนประชาชนในพื้นที่ โดยเฉพาะครีวเรือและประชากรกลุ่มเสี่ยงที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฟัง เพื่อกำหนดพื้นที่ปลอดภัยสำหรับใช้เป็นจุดรวมพลที่เหมาะสม ในกรณีเกิดเหตุฉุกเฉินที่ต้องดำเนินการอพยพประชาชนไปยังพื้นที่ปลอดภัย			

กิจกรรมโครงการ	ผลกระทบสิ่งแวดล้อม	มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบ	สถานที่ดำเนินการ	ระยะเวลา/ ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. การรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน (ต่อ)	1.1 การรั่วไหลของปิโตรเลียมจากท่อลำเลียง ซึ่งอาจเกิดอุบัติเหตุและการระเบิดตามมาได้ (ต่อ)	11. ประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนในพื้นที่ทราบรายละเอียดข้อมูลในแผนตอบสนองเหตุฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม และแผนการอพยพกรณีเกิดเหตุรั่วไหลของท่อลำเลียงปิโตรเลียม โดยเฉพาะครัวเรือนและประชากรกลุ่มเสี่ยงที่อยู่ในระยะ 50 ม. จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฝั่ง โดยดำเนินการผ่านกิจกรรมในการพบปะผู้นำและประชาชนของทีมงานมวลชนสัมพันธ์ของเจ้าของโครงการ และการจัดการฝึกอบรมให้แก่กลุ่มประชาชนหรือตัวแทนในพื้นที่ เช่น กลุ่ม อสม. รวมทั้งการแจกเอกสารเผยแพร่เพื่อให้ความรู้เกี่ยวกับแผนการตอบสนองเหตุฉุกเฉินและแผนการอพยพ เป็นต้น	• ชุมชนใกล้เคียงแนวท่อ	• ตลอดระยะการผลิต	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
		<b>มาตรการลดความเสี่ยงภัย</b> 1. กรณีเกิดเหตุที่ทำให้ผู้ได้รับความเสียหายหรือผู้ได้รับผลกระทบจากการรั่ว/การระเบิดของท่อลำเลียงปิโตรเลียมของโครงการ ต้องมีการจ่ายค่าชดเชยความเสียหายที่เป็นธรรม	• พื้นที่ที่ได้รับความเสียหายหรือผู้ได้รับผลกระทบ	• กรณีที่เกิดการรั่ว/การระเบิดของท่อลำเลียงปิโตรเลียม	

ตารางที่ 4 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม สังคม และสุขภาพโครงการในการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
1. คุณภาพอากาศ	- ฝุ่นละอองรวม (TSP) - ฝุ่นขนาดเล็ก (PM-10)	ดำเนินการตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 10 (พ.ศ. 2538)	ตรวจวัดคุณภาพอากาศบริเวณพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้แนวท่อ จำนวน 5 สถานี ดังนี้ <b>แนวท่อจากฐาน WTN-A ไปยัง NOH-B</b> สถานี A1 บ้านวัดแคน ต.ชุมแสงสงคราม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (606281 E 1854719 N) <b>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยัง NTM-B</b> สถานี A2 บ้านคง ด.คุยม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (602091 E, 1861386N) <b>แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยัง PTO-A และแนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยัง PTO-A</b> สถานี A3 บ้านประสุตผา ต.บ้านใหม่สุขเกษม อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย (603975E, 1865173N) <b>แนวท่อจากฐาน NTM-D ไปยัง NTM-A</b> สถานี A4 บ้านใหม่เจริญธรรม ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (599325 E 1854606 N) <b>แนวท่อจากฐาน NTM-B ไปยัง NTM-A</b> สถานี A5 บ้านทุ่งสาวน้อย ด.คุยม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (601884 E 1860362 N)	ตรวจวัด 1 ครั้ง เป็นเวลา 3 วันต่อเนื่อง ในระยะติดตั้งระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	30,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
2. ระดับเสียง	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชม. (<math>L_{eq,24hr}</math>)</li> <li>- ค่าระดับเสียงสูงสุด (<math>L_{max}</math>)</li> <li>- ระดับเสียงเฉลี่ยใน ช่วงกลางวัน-กลางคืน (<math>L_{dn}</math>)</li> <li>- ระดับเสียงเปอร์เซนไทล์ที่ 90 (<math>L_{90}</math>)</li> <li>- ระดับการรบกวน</li> </ul>	ดำเนินการตามประกาศคณะกรรมการควบคุมมลพิษ เสียง วิธีการตรวจวัดเสียง พื้นฐาน ระดับเสียงขณะไม่มีเสียงรบกวน การตรวจวัดและคำนวณระดับเสียงขณะมีการรบกวน การคำนวณค่าระดับการรบกวน และแบบบันทึกการตรวจวัดเสียงรบกวน (กันยายน 2550)	<p>ตรวจวัดระดับเสียงบริเวณพื้นที่อ่อนไหวที่อยู่ใกล้แนวท่อ จำนวน 5 สถานี ดังนี้</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน WTN-A ไปยัง NOH-B</u></p> <p>สถานี N1 บ้านวัดแคน ต.ชุมแสงสงคราม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (606281 E 1854719 N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยัง NTM-B</u></p> <p>สถานี N2 บ้านดง ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (602091 E, 1861386N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A และแนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี N3 บ้านประจวบคีรีขันธ์ ต.บ้านใหม่สุขเกษม อ.กงไกรลาศ จ.สุโขทัย (603975E, 1865173N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน NTM-D ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</u></p> <p>สถานี N4 บ้านใหม่เจริญธรรม ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (599325 E 1854606 N)</p>	ตรวจวัด 1 ครั้ง เป็นเวลา 3 วันต่อเนื่อง ในระยะการติดตั้งระบบท่อลำเลียงปีโครเลียม	10,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
2. ระดับเสียง (ต่อ)			<p><u>แนวท่อจากฐาน NTM-B ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</u></p> <p>สถานี N5 บ้านทุ่งสาวน้อย ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (601884 E 1860362 N)</p>			
3. คุณภาพน้ำผิวดิน	<p><b>คุณภาพน้ำทางกายภาพ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ความเป็นกรด-ด่าง (pH)</li> <li>- ค่าการนำไฟฟ้า (Conductivity)</li> <li>- อุณหภูมิ (Temperature)</li> <li>- ของแข็งแขวนลอย (SS)</li> <li>- ของแข็งละลายน้ำทั้งหมด (TDS)</li> <li>- ความเค็ม (Salinity)</li> </ul> <p><b>คุณภาพน้ำทางเคมี</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ออกซิเจนละลาย (DO)</li> <li>- บีโอดี (BOD)</li> <li>- บีโครเลียมไฮโดรคาร์บอนทั้งหมด (TPH)</li> </ul>	ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 8 พ.ศ. 2537 เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพน้ำผิวดิน หรือที่ประกาศที่เป็นปัจจุบัน	<p>จุดตรวจวัดคุณภาพน้ำผิวดิน จำนวน 6 สถานี ดังนี้</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน NTM-D ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</u></p> <p>สถานี SW1 สำนางสาธารณะ บ้านโปร่งกระโดน ม.2 ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (1857378, 0603175)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน NOH-B ไปยัง WTN-A</u></p> <p>สถานี SW2 คลองแพงพวย บ้านคลองลึก ม.10 ต.ชุมแสงสงคราม อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (1856191, 0607465)</p>	เก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง ในช่วงที่ก่อสร้างแนวท่อผ่านแหล่งน้ำ	10,000 บาท/ตัวอย่าง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
3. คุณภาพน้ำผิวดิน (ต่อ)	<ul style="list-style-type: none"> <li>- โลหะ</li> <li>- สารหนู (As)</li> <li>- แคดเมียม (Cd)</li> <li>- โครเมียมทั้งหมัด (Total Cr)<sup>2</sup></li> <li>- ตะกั่ว (Pb)</li> <li>-ปรอททั้งหมด (Total Hg)</li> <li>- นิกเกิล (Ni)</li> <li>- ซีลีเนียม (Se)</li> <li>- แบเรียม (Ba)</li> <li>- ทองแดง (Cu)</li> <li>- สังกะสี (Zn)</li> <li>- เหล็ก (Fe)</li> <li>- แมงกานีส (Mn)</li> </ul> <p><b>คุณภาพน้ำทางชีวภาพ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ฟิโคล ไคโลฟอรัมแบคทีเรีย (FCB)</li> </ul>		<p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังฐาน NTM-B</u></p> <p>สถานี SW3 ล้างบ้านเรียงกระดก ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (603435E, 1863607N)</p> <p>สถานี SW7 คลองอ้ายหมื่น บ้านคง ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (601950E, 1860867N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี SW4 คลองหนองขาม บ้านเรียงกระดก ต.คูม่วง อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก (603648E, 1864866N)</p> <p>สถานี SW5 คลองตลุกช้าง บ้านหนองถ้ำ ค.กง อ.กงไกรลาส จ.สุโขทัย (604093E, 1865638N)</p> <p><u>แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</u></p> <p>สถานี SW6 คลองตะเคียน บ้านหนองตม ม.3 ต.หนองตม อ.กงไกรลาส จ.สุโขทัย (1864354, 0599181)</p> <p>หมายเหตุ: แนวท่อจากฐาน NTM-B ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A ไม่ได้ตัดผ่านแหล่งน้ำใดๆ จึงไม่ได้กำหนดให้มีการตรวจวัดคุณภาพน้ำผิวดิน</p>			

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
4. เศษหินจากการเจาะลวด	<p><b>คุณภาพทางกายภาพ</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ค่าการนำไฟฟ้า</li> </ul> <p><b>คุณภาพทางเคมี</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- โลหะหนัก ได้แก่ สารหนู โครเมียมทั้งหมด ตะกั่ว ปรอท ทั้งหมด</li> </ul>	ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ ฉบับที่ 25 พ.ศ. 2547 เรื่องกำหนดมาตรฐานคุณภาพดิน หรือวิธีมาตรฐานที่เป็นที่ยอมรับ เช่น US.EPA.	บ่อรับ-บ่อส่งที่ใช้ในการเจาะลวด	ตรวจวัด 1 ครั้ง ภายหลังเสร็จสิ้นการเจาะลวด	10,000 บาท/ตัวอย่าง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
5. สังคม/สาธารณสุข	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ข้อร้องเรียนทางด้านสังคมและสาธารณสุข</li> <li>- การดำเนินการตรวจสอบและแก้ไข (กรณีมีข้อร้องเรียน)</li> </ul>	บันทึกเรื่องร้องเรียนของชุมชนที่มีต่อกิจกรรมการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และการเดินระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	พื้นที่ที่มีการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และการเดินระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	ตลอดระยะเวลาการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และการเดินระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม	-	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
6. อาชีวอนามัยและความปลอดภัย	<ul style="list-style-type: none"> <li>- สถิติการเกิดอุบัติเหตุ</li> <li>- สาเหตุที่เกิดขึ้น</li> <li>- การแก้ไข</li> <li>- สุขภาพของพนักงาน โดยพิจารณาความเสี่ยงจากการทำงาน</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- บันทึกการเกิดอุบัติเหตุหรือเหตุการณ์ผิดปกติที่เกิดขึ้นจากการก่อสร้างถนนเลียบริมแนวท่อ และการติดตั้งแนวท่อ โดยระบุสาเหตุ ความรุนแรงของผลกระทบ และการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ</li> <li>- จัดทำรายงานสรุปการสอบสวนอุบัติเหตุ</li> <li>- พิกัดตามแผนปฏิบัติงานระบุจุดเกิดเหตุ และจัดทำเป็นรายงานประจำปี</li> <li>- ติดตามผลสัมฤทธิ์จากแนวทางการแก้ไขที่ได้ดำเนินการ เพื่อนำไปพัฒนาต่อไป</li> <li>- ประชาสัมพันธ์เรื่องอุบัติเหตุจากการชนแนวท่อเสี่ยง ร่วมกับแผนการประชาสัมพันธ์ด้านต่างๆ ของบริษัทฯ ที่ดำเนินการในพื้นที่ด้วย โดยครอบคลุมถึงบริเวณที่เสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ สถิติการเกิดอุบัติเหตุที่ผ่านมา สาเหตุ และแนวทางการแก้ไขของโครงการ</li> </ul>	พื้นที่ที่มีการติดตั้งแนวท่อเสี่ยงปีโครเลียม และการเดินระบบท่อเสี่ยงปีโครเลียม	<ul style="list-style-type: none"> <li>- สถิติการเกิดอุบัติเหตุ: ตลอดระยะเวลาติดตั้งแนวท่อเสี่ยงปีโครเลียม และการเดินระบบท่อเสี่ยงปีโครเลียม</li> <li>- สุขภาพของพนักงาน: ตรวจสอบสุขภาพก่อนเข้าทำงาน 1 ครั้ง</li> </ul>	-	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

**ตารางที่ 5 มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดิบในปริมาณมาก (Major Leaks)**

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
1. คุณภาพดิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไฮโดรคาร์บอนรวม (THC)</li> <li>- เบนซีน (Benzene)</li> <li>- เอทิลเบนซีน (Ethyl Benzene)</li> <li>- โทลูอีน (Toluene)</li> <li>- ไซลีน (Xylene)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EPA 8015M</li> <li>- Solid absorbtion, charcoal tube/ Gas chromatography</li> </ul>	เก็บตัวอย่างดินที่ระดับความลึกไม่เกิน 0.3 ม. จากผิวดิน ในบริเวณที่เกิดการรั่วไหลจำนวน 2 จุด ในทิศใต้ลม (Down Wind) และทิศด้านลาด (Down Gradient)	เก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง หลังจากทำความสะอาดบริเวณที่เกิดการรั่วไหล ในกรณีที่มีการขุดลอกบริเวณที่มีการปนเปื้อน ให้เก็บตัวอย่างดินก่อนการกลับทับพื้นที่ด้วยวัสดุใหม่	10,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด
2. คุณภาพน้ำผิวดิน	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ไฮโดรคาร์บอนรวม (THC)</li> <li>- เบนซีน (Benzene)</li> <li>- เอทิลเบนซีน (Ethyl Benzene)</li> <li>- โทลูอีน (Toluene)</li> <li>- ไซลีน (Xylene)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- EPA 8015M</li> <li>- Solid absorbtion, charcoal tube/ Gas chromatography</li> </ul>	เก็บตัวอย่างจากแหล่งน้ำผิวดินในกรณีที่เกิดการรั่วไหลลงแหล่งน้ำ ดังนี้ <ul style="list-style-type: none"> <li>- กรณีรั่วไหลลงสู่แหล่งน้ำประเภทคลอง ลำราง หรือแม่น้ำ ให้เก็บตัวอย่างที่ระดับผิวน้ำ ในลักษณะหัวน้ำ กลางน้ำ ท้ายน้ำ รวม 3 จุด</li> <li>- กรณีรั่วไหลลงสู่สระขุด บ่อ ที่มีลักษณะเป็นน้ำนิ่ง ให้เก็บในระดับผิวน้ำ จุดเก็บตัวอย่างให้กระจายทั่วทั้งแหล่งน้ำรวม 3 จุด</li> </ul>	เก็บตัวอย่าง 1 ครั้ง หลังจากทำความสะอาดแหล่งน้ำ	10,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด

ปัจจัย	ดัชนีในการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม	วิธีดำเนินการ	พื้นที่ดำเนินการ	ระยะเวลาและความถี่	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
3. คุณภาพน้ำใต้ดิน	- ไอโซโทคาร์บอนรวม (THC) - เบนซีน (Benzene) - เอทิลเบนซีน (Ethyl Benzene) - โทลูอีน (Toluene) - ไซลีน (Xylene)	- EPA 8015M - Solid absorption, charcoal tube/ Gas chromatography	เก็บตัวอย่างจากแหล่งน้ำใต้ดินบริเวณด้านเหนือของจุดที่เกิดการรั่วไหล 1 สถานี และด้านใต้จำนวน 2 สถานี	หลังจากทำการตรวจสอบบริเวณที่ได้รับการปนเปื้อนทำการตรวจวัดน้ำใต้ดินทุกเดือนต่อเนื่องเป็นเวลา 1 ปี	20,000 บาท/จุด/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

#### ตารางที่ 6 การประชาสัมพันธ์โครงการ

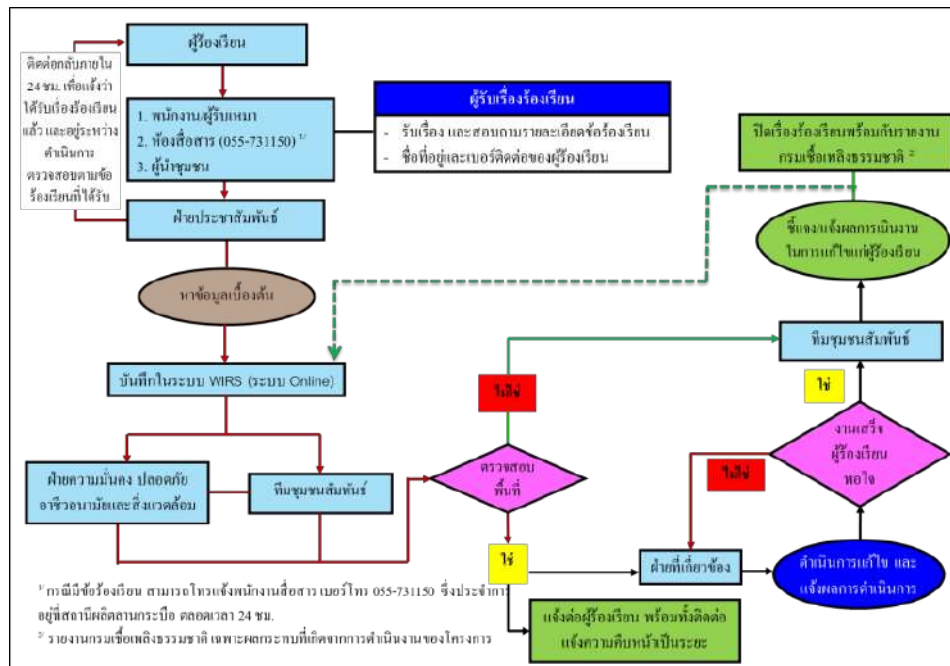
กิจกรรม	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	พื้นที่ตั้ง/พื้นที่เป้าหมาย	ระยะเวลา/ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
1. เผยแพร่ข้อมูล/ประสานงานด้านรายละเอียดโครงการ	เพื่อเผยแพร่ข้อมูลด้านวิชาการ ให้ความรู้ด้านปิโตรเลียมแก่ประชาชนทั่วไป และเป็นแหล่งเผยแพร่ข้อมูลข่าวสารของโครงการ รวมถึงการรับฟังข้อคิดเห็น ข้อร้องเรียนจากประชาชนบริเวณโครงการ	- ผู้นำชุมชน/ตำบล - ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ - ประชาชนทั่วไป	จัดตั้งศูนย์ประชาสัมพันธ์โครงการสำหรับกิจกรรมการสำรวจปิโตรเลียมในแปลงออส 1 หรือใช้ศูนย์ประสานงานที่มีอยู่เดิมที่สถานีผลิตลานกระบือ	ก่อนดำเนินโครงการอย่างน้อย 15 วัน	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
2. การจัดทำสื่อ/เอกสารเผยแพร่	จัดทำสื่อและเอกสารเผยแพร่รายละเอียดของโครงการ แนวทางการพัฒนาโครงการ และขั้นตอนการดำเนินงาน มาตรการลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม การติดตามตรวจสอบและความก้าวหน้าของการดำเนินงาน	- ผู้นำชุมชน/ตำบล - ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ - ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการ	ก่อนดำเนินโครงการอย่างน้อย 15 วัน	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
3. การจัดประชุมชี้แจงรายละเอียดโครงการ	เพื่อสร้างความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้องของโครงการ ซึ่งเป็นการให้ข้อมูลโครงการ ความก้าวหน้า และขั้นตอนการดำเนินงาน	- ผู้นำชุมชน/ตำบล - ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ - ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการ	ก่อนดำเนินโครงการอย่างน้อย 15 วัน	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
4. การออกเยี่ยมประชาชน	เพื่อรับทราบสภาพความเป็นอยู่ และผลกระทบที่คาดว่าจะได้รับ เพื่อหาแนวทางป้องกันแก้ไข รวมทั้งสร้างความสัมพันธ์อันดีร่วมกันระหว่างประชาชนและเจ้าของโครงการ	- ผู้นำชุมชน/ตำบล - ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ - ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการ	ก่อนดำเนินโครงการอย่างน้อย 15 วัน	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

กิจกรรม	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	พื้นที่ตั้ง/พื้นที่เป้าหมาย	ระยะเวลา/ความถี่	ผู้รับผิดชอบ
5. การเข้าร่วมและการให้ความสนับสนุนกิจกรรมของชุมชน	เพื่อสร้างความสัมพันธ์อันดีระหว่างเจ้าหน้าที่ของบริษัทฯ ในพื้นที่ดำเนินโครงการ เพื่อเรียนรู้วัฒนธรรม ประเพณีท้องถิ่น และให้ความสนับสนุนเพื่อการพัฒนาท้องถิ่นอย่างยั่งยืน	ผู้นำชุมชน/สมาชิก อบต. ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการและหน่วยงานอื่นตามแผนงานของบริษัทฯ (Community Supporting Program)	ดำเนินการอย่างต่อเนื่อง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
6. การประเมินผลการดำเนินการ	เพื่อนำมาปรับปรุงแบบแผนทางการประชาสัมพันธ์โครงการให้เหมาะสม	ผู้นำชุมชน/สมาชิก อบต. ประชาชนในบริเวณพื้นที่โครงการ ประชาชนทั่วไป	ชุมชนในพื้นที่โครงการ	1 ครั้งภายหลังจัดประชุมชี้แจงรายละเอียดโครงการ	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

ตารางที่ 7 แผนการสำรวจทัศนคติและความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการ

รายละเอียดกิจกรรม	ดัชนีชี้วัด	วิธีการสำรวจ	กลุ่มเป้าหมาย	ระยะเวลาการสำรวจ	ค่าใช้จ่ายโดยประมาณ	ผู้รับผิดชอบ
การสำรวจความคิดเห็นของประชาชนต่อโครงการ	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ข้อมูลทั่วไปของผู้สัมภาษณ์ในด้านต่างๆ เช่น อายุ เพศ การศึกษา ฯลฯ</li> <li>- การรับทราบข้อมูลข่าวสารของโครงการ</li> <li>- ปัญหาความเดือดร้อน ผลกระทบที่ได้รับจากโครงการ</li> <li>- ความพึงพอใจต่อมาตรการจัดการผลกระทบของโครงการ</li> <li>- ความคิดเห็นที่ประชาชนมีต่อโครงการ</li> <li>- ข้อร้องเรียน โดยกำหนดช่องทางรับเรื่องร้องเรียน ดังรูปที่ 1</li> <li>- ข้อเสนอแนะ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- จัดประชุมรับฟังความคิดเห็น และบันทึกผลการประชุม ข้อร้องเรียนต่างๆ</li> <li>- สอบถามด้วย แบบสอบถามทางเศรษฐกิจ-สังคม</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ชุมชนในระยะ 50 เมตร จากแนวท่อลำเลียงของโครงการฯ ได้แก่</li> <li>- แนวท่อจากฐาน NTM-D ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</li> <li>- แนวท่อจากฐาน NTM-B ไปยังสถานีผลิตย่อย NTM-A</li> <li>- แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังฐาน NTM-B</li> <li>- แนวท่อจากฐาน PTO-D ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</li> <li>- แนวท่อจากฐาน PTO-C ไปยังสถานีผลิตย่อย PTO-A</li> <li>- แนวท่อจากฐาน NOH-B ไปยังฐาน WTN-A</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ดำเนินการตามเงื่อนไข ดังนี้</li> <li>- ดำเนินการ 1 ครั้ง ภายใน 1 เดือน หลังจากเสร็จสิ้นการติดตั้งแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม และดำเนินการต่อเนื่องเป็นประจำทุกปี</li> </ul>	80,000 บาท/ครั้ง	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด





รูปที่ 1 แผนผังการรับ/ดำเนินการแก้ไขข้อร้องเรียน



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 4

คู่มือความปลอดภัย มั่นคง อาชีวนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS)



PTTEP

# SSHE

## HANDBOOK FOR EMPLOYEE AND CONTRACTOR

คู่มือความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม  
สำหรับพนักงานและผู้รับเหมา

ฉบับปรับปรุง 2564



## สารบัญ



	หน้า
1 วัตถุประสงค์ของคู่มือความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	2
2 วิสัยทัศน์ และพันธกิจ ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	3
3 นโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	4
4 โครงสร้าง และหน้าที่ความรับผิดชอบ ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	8
4.1 โครงสร้างการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	9
4.2 หน้าที่ความรับผิดชอบในเรื่องความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมโดยสังเขป	10
4.2.1 คณะกรรมการ ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	12
4.2.2 สายงานความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	13
4.2.3 คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน	16
4.2.4 หน่วยงานความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม	17
4.2.5 หน้าที่ความรับผิดชอบในเรื่องความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของพนักงานและผู้รับเหมา	20
5 การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE MS)	26

	หน้า
6 ข้อปฏิบัติด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมขั้นพื้นฐาน	32
6.1 กฎความปลอดภัยทั่วไป	32
6.2 ข้อปฏิบัติด้านความปลอดภัยเฉพาะเรื่อง	35
6.2.1 การติดประกาศข้อมูลและข่าวสาร ด้านความปลอดภัยฯ ตามที่กฎหมายกำหนด	35 36
6.2.2 กฎรักรักรชีวิตและความปลอดภัยในกระบวนการผลิต	
6.2.3 อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล	40
6.2.4 ใบอนุญาตทำงาน	40
6.2.5 การทำงานบนที่สูง	41
6.2.6 การบริหารจัดการความปลอดภัยฯ ของผู้รับเหมา	42
6.2.7 การทำงานในที่อับอากาศ	44
6.2.8 การทำงานกับไฟฟ้า	46
6.2.9 การยกเคลื่อนย้ายสิ่งของอย่างปลอดภัย	48
6.2.10 การบริหารจัดการสารเคมี	51
6.2.11 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม	54
6.2.12 การจัดการของเสีย	55
6.2.13 การทำงานเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์	58
6.3.14 การตรวจสุขภาพประจำปี	61
6.2.15 โมเดลภาวะผู้นำด้าน SSHE ของ ปตท.สผ.	69
6.2.16 วัฒนธรรมความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม	69
6.2.17 การสังเกตและการรายงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม	73
6.2.18 การบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ	77



1



## วัตถุประสงค์ของคู่มือความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

คู่มือความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และ  
สิ่งแวดล้อม เป็นเอกสารที่จัดทำขึ้นเพื่อให้พนักงาน  
และผู้รับเหมาได้ทราบถึงหน้าที่ของตนเองซึ่งเป็น  
สิทธิขั้นพื้นฐานและสิทธิตามกฎหมาย ตลอดจน  
แนวทางปฏิบัติเพื่อความปลอดภัยฯ เนื่องจากธุรกิจ  
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม เป็นธุรกิจที่มีความ  
เสี่ยงสูง ซึ่งอาจก่อให้เกิดการสูญเสียต่อชีวิตและ  
ทรัพย์สินหากไม่มีการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพ  
ดังนั้นเพื่อความปลอดภัยของท่านและเพื่อนร่วมงาน  
ทุกท่านต้องทำความเข้าใจและปฏิบัติตามคู่มือ  
ฉบับนี้อย่างเคร่งครัด



## วิสัยทัศน์ และพันธกิจ ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

### วิสัยทัศน์

องค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุ

### พันธกิจ

- เป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุ ด้วยระบบการจัดการด้านความปลอดภัยของบุคลากรและความปลอดภัยในกระบวนการผลิต
- สร้างวัฒนธรรมด้านความปลอดภัยฯ ในระดับสูงสุด โดยสร้างความเข้าใจและผลักดันภาวะผู้นำด้านความปลอดภัยฯ แก่บุคลากรทุกคนในองค์กร
- ตระหนักถึงด้านความปลอดภัยฯ เป็นพื้นฐานที่จำเป็นควบคู่กับการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและการพัฒนานวัตกรรมเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย



## นโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท. สผ. ยึดถือความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม เป็นพื้นฐานในการดำเนินธุรกิจที่ยั่งยืน โดยมุ่งเน้นให้มีการปฏิบัติตามระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ อย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างความมั่นใจ ด้านความปลอดภัยและสุขภาพของบุคลากรทุกคน รวมถึงชุมชนโดยรอบพื้นที่ปฏิบัติงาน การปกป้องสิ่งแวดล้อมในทุกช่วงวัฏจักรของธุรกิจ รวมทั้งความมั่นคงปลอดภัยของบุคลากรและทรัพย์สิน



ปตท.สผ. มีนโยบายเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการเป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุ ดังนี้

- มุ่งมั่นที่จะสร้างและคงไว้ซึ่งวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ ในระดับสูงสุด โดยเน้นภาวะผู้นำด้านความปลอดภัยฯ และการมีส่วนร่วมของพนักงานและผู้รับเหมา โดยผู้บังคับบัญชาตามสายงานมีหน้าที่รับผิดชอบต่อการปฏิบัติงานที่เกิดขึ้น
- กำหนดวัตถุประสงค์ ตัวชี้วัด และตั้งเป้าหมายด้านความปลอดภัยฯ เพื่อพัฒนาการจัดการด้านความปลอดภัยฯ อย่างต่อเนื่องให้คงไว้ซึ่งผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ ในระดับชั้นนำ และเพื่อบรรลุเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน
- ปฏิบัติงานภายใต้กฎหมาย ระเบียบ ข้อบังคับหรือมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ อย่างเคร่งครัด
- บริหารการจัดการความเสี่ยงด้านความปลอดภัยฯ ในการปฏิบัติงานและกระบวนการผลิต ด้วยการวิเคราะห์ ประเมิน และควบคุมความเสี่ยงให้อยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่สามารถปฏิบัติได้

3



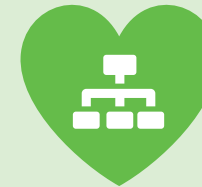
- ส่งเสริมการสร้างสุขภาพที่ดีของพนักงานและผู้รับเหมาให้เป็นส่วนหนึ่งของระบบบริหารจัดการด้านอาชีวอนามัยอย่างมีประสิทธิภาพ
- ลดการดำเนินกิจกรรมที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้สอดคล้องกับหลักการของแนวทางสู่องค์กรคาร์บอนต่ำ
- การใช้ทรัพยากรหมุนเวียน และการสร้างคุณค่าเชิงบวกต่อสิ่งแวดล้อม
- ประเมิน สังเกตการณ์ และจัดการกับสถานการณ์และความเสี่ยงด้านความมั่นคงที่อาจเกิดขึ้นได้ในทุกพื้นที่ปฏิบัติงาน
- วางแผน จัดเตรียมทรัพยากร ดำเนินการอบรม และซักซ้อมการรับมือกับเหตุการณ์ฉุกเฉินอย่างต่อเนื่อง
- ปฏิบัติตามมาตรฐานการจัดการการเปลี่ยนแปลง เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถควบคุมความเสี่ยงให้อยู่ในระดับต่ำที่สุดเท่าที่สามารถปฏิบัติได้
- เสริมสร้างให้พนักงานและผู้รับเหมาเข้าใจหน้าที่และ

3



- สิทธิในการหยุดปฏิบัติงานภายใต้สภาวะที่ไม่ปลอดภัย
- เข้มงวดเรื่องการปฏิบัติงานโดยปราศจากแอลกอฮอล์ และสารเสพติด ทั้งพนักงานและผู้รับเหมา
- เพิ่มประสิทธิภาพการจัดการด้านความปลอดภัยฯ โดยมีการให้คำปรึกษาและการมีส่วนร่วมของผู้ปฏิบัติงาน เรียนรู้จากอุบัติเหตุที่เคยเกิดขึ้น และดำเนินการตรวจสอบและประเมินผลการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง

ทั้งนี้ บุคลากรของ ปตท.สผ. ตั้งแต่ระดับผู้บริหารสูงสุดจนถึงระดับพนักงานในพื้นที่ปฏิบัติการและผู้รับเหมา มีความมุ่งมั่นร่วมกันในการปฏิบัติงานเพื่อให้เกิดประสิทธิผลสูงสุด ต่อนโยบายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม



## โครงสร้าง และหน้าที่ความรับผิดชอบ ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

ปตท.สผ. กำหนดโครงสร้างการดำเนินงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ของพนักงาน ผู้รับเหมา และคณะกรรมการความปลอดภัยฯ ไว้ดังนี้





#### 4.2.2 สายงานความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Corporate SSHE)

- นำเสนอนโยบายและกลยุทธ์ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE Policy) ให้กับประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (CEO) เพื่ออนุมัติ
- นำเสนอตัวชี้วัดและเป้าหมายด้านความปลอดภัยฯ ประจำปีต่อ CEO และคณะกรรมการบริหารระดับสูง เพื่อนำไปปฏิบัติให้เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง
- จัดทำแผนงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE Plan) ในระดับองค์กรและถ่ายทอดไปยังสายงานและโครงการต่าง ๆ เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายและกลยุทธ์ด้านความปลอดภัยฯ
- จัดทำเอกสารที่เกี่ยวข้องกับระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (SSHE MS) ในระดับองค์กรเพื่อนำไปปฏิบัติ
- กำหนดแผนสำหรับบุคลากร งบประมาณ และเทคโนโลยี เพื่อให้สอดคล้องกับการเจริญเติบโตของบริษัท และเพื่อการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- กำกับดูแลหน่วยงานต่าง ๆ รวมทั้งบริษัทผู้รับเหมา ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายและมาตรฐานด้านความปลอดภัยฯ

4

- สื่อสารและรณรงค์ข้อมูลด้านความปลอดภัยฯ อย่างต่อเนื่อง
- จัดให้มีการอบรมด้านความปลอดภัยฯ ตามหลักสูตรของกฎหมายและมาตรฐานการฝึกอบรมของบริษัท
- มั่นใจว่าการปฏิบัติงานในพื้นที่ต่างๆ ได้มีการประเมินความเสี่ยงในทุกขั้นตอนอย่างถูกต้องและเหมาะสม (As Low As Reasonably Practicable: ALARP)
- จัดทำการศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Study) รวมทั้งการติดตามเพื่อให้เกิดความสอดคล้องในการปฏิบัติตามมาตรการลดผลกระทบ
- สนับสนุนหน่วยปฏิบัติการเพื่อนำ SSHE MS ไปปฏิบัติตามอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล เช่น การซ่อมแผนฉุกเฉิน การรายงานอุบัติการณ์
- ติดตาม วิเคราะห์ และทบทวนผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ เพื่อการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง
- ทำหน้าที่เป็นหน่วยงานกลางในการตรวจสอบ (Corporate SSHE Audit) การปฏิบัติตามมาตรฐานด้านความปลอดภัยฯ ของบริษัทและข้อกำหนดของกฎหมายให้กับหน่วยงานต่างๆ
- รวบรวม วิเคราะห์ข้อมูล และจัดทำรายงานผลการดำเนินงาน

4

- งานด้านความปลอดภัยฯ ประจำปี (Annual SSHE Report)
- เป็นตัวแทนของบริษัทในการเป็นสมาชิกอย่างเป็นทางการของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil and Gas Producers: IOGP) ในการติดต่อประสานงาน
  - ประสานงานกับกลุ่ม ปตท. ในการจัดการด้านความปลอดภัยฯ รวมถึงส่งข้อมูลผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ และรายงานอุบัติเหตุ
  - เป็นหน่วยงานกลางในการรวบรวมข้อมูลเพื่อติดต่อกับหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้องกับ SSHE เช่น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (Department of Mineral Fuels: DMF) กรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (Office of Natural Resources and Environmental Policy and Planning: ONEP)
  - เสริมสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ (SSHE Culture) ภายในองค์กร เพื่อให้บรรลุผลสู่การเป็นองค์กรซึ่งปราศจากอุบัติเหตุต่างๆ
  - เป็นเลขานุการของ SSHE Council

4

#### 4.2.3 คณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.- OH&S Committee)

- แต่งตั้งเป็นคณะกรรมการและปฏิบัติหน้าที่โดยเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎกระทรวง เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัยฯ พ.ศ. 2549 หมวดสอง ประจําฐานปฏิบัติการนั้นๆ
- พิจารณานโยบายและแผนงานด้านความปลอดภัยฯ รวมทั้งความปลอดภัยนอกงาน เพื่อป้องกันและลดการเกิดอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน หรือความไม่ปลอดภัยในการทำงานเสนอต่อผู้บริหาร
- รายงานและเสนอแนะมาตรการ หรือแนวทางปรับปรุงแก้ไขให้ถูกต้องตามกฎหมายและมาตรฐานเกี่ยวกับความปลอดภัยฯ ต่อผู้บริหาร เพื่อความปลอดภัยในการทำงานของพนักงาน ผู้รับเหมา และบุคคลภายนอก
- ส่งเสริมให้ปฏิบัติตามกฎ ระเบียบ ข้อบังคับต่างๆ ของบริษัทและสนับสนุนกิจกรรมด้านความปลอดภัยฯ ของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้นๆ รวมถึงการฝึกอบรมเกี่ยวกับความปลอดภัยฯ ของพนักงาน หัวหน้างาน และบุคลากรทุกระดับ

4

- ประเมินผลการดำเนินงานร่วมกับหัวหน้าหน่วยงานความปลอดภัยฯ (Site SSHE) และรายงานผลการปฏิบัติงานประจำปี ปัญหา อุปสรรค และข้อเสนอแนะในการปฏิบัติหน้าที่ของ คปอ. เมื่อปฏิบัติหน้าที่ครบหนึ่งปี เพื่อเสนอผู้บริหาร
- จัดทำแผนฉุกเฉินและระงับอัคคีภัย รวมถึงฝึกซ้อมตามแผนฉุกเฉินและการอพยพของหน่วยงานอย่างน้อยปีละครั้ง

#### 4.2.4 หน่วยงานความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Site SSHE)

- แต่งตั้งเป็นหน่วยงานที่ขึ้นตรงต่อผู้บริหารสูงสุดของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้นๆ ซึ่งเป็นไปตามข้อกำหนดของกฎกระทรวง เรื่อง กำหนดมาตรฐานในการบริหารและการจัดการด้านความปลอดภัยฯ พ.ศ. 2549 หมวดสาม
- จัดทำแผนงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ที่สอดคล้องตามนโยบาย ตัวชี้วัดและเป้าหมายด้านความปลอดภัยฯ ของหน่วยงานกลาง (Corporate SSHE) เพื่อเสนอต่อผู้บริหาร

4

- จัดทำเอกสารที่เกี่ยวข้องกับระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (SSHE MS) และคู่มือความปลอดภัยฯ ในระดับหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้นๆ ให้สอดคล้องกับเอกสารในระดับองค์กรของ Corporate SSHE เพื่อนำไปปฏิบัติได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- กำกับดูแล ตรวจสอบ และเสนอแนะให้หน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้นๆ ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมาย และมาตรฐานกลางด้านความปลอดภัยฯ ของบริษัท (Corporate SSHE MS)
- กำหนดให้มีอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับลักษณะความเสี่ยงของงาน เพื่อให้พนักงานผู้รับเหมา หรือผู้ที่เกี่ยวข้องสวมใส่ขณะปฏิบัติงาน
- ส่งเสริม สนับสนุนการปฏิบัติงาน และจัดอบรมด้านความปลอดภัยฯ เพื่อให้พนักงาน ผู้รับเหมา และผู้ที่เกี่ยวข้องปลอดภัยจากเหตุอันจะทำให้เกิดการประสพอันตรายหรือการเจ็บป่วยอันเนื่องมาจากการทำงาน รวมทั้งด้านการควบคุมป้องกันอัคคีภัยและอุบัติเหตุร้ายแรง

4

- ระบุ ประเมิน และกำหนดมาตรการลดผลกระทบจากประเด็นด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental Aspects) ติดตามการปฏิบัติตามมาตรการต่าง ๆ รวมถึงรายงานข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อมตามมาตรฐานของบริษัท
- ตรวจวัดและประเมินสภาพแวดล้อมในการทำงานในหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้น ๆ เช่น การตรวจวัดแสง เสียง ความร้อน สารเคมี เป็นต้น รวมทั้งรายงานและเสนอมาตรการแก้ไขต่อผู้บริหาร
- รายงานอุบัติเหตุ วิกฤตการณ์และการป้องกัน รวบรวมสถิติ จัดทำรายงานผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ และข้อเสนอแนะเกี่ยวกับการประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญ อันเนื่องจากการทำงาน เพื่อเสนอต่อผู้บริหาร และ Corporate SSHE
- ประสานงานกับ Corporate SSHE หน่วยงานราชการ ส่วนท้องถิ่น และหน่วยงานภายนอกที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้การดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและถูกต้องตามกฎหมาย
- เป็นเลขานุการของคณะกรรมการ คปอ.

4

4

#### 4.2.5 หน้าที่ความรับผิดชอบในเรื่องความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของพนักงานและผู้รับเหมา

หน้าที่ความรับผิดชอบ	ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (CEO)	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP)	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ (SVP)
เป็นผู้นำและแบบอย่างในการเสริมสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ ภายในองค์กร เพื่อให้บรรลุผลสู่การเป็นองค์กรที่ปราศจากอุบัติเหตุต่าง ๆ	✓	✓	✓
อนุมัตินโยบายและกลยุทธ์ด้านความปลอดภัยฯ	✓		
พิจารณาอนุมัติเป้าหมายและตัวชี้วัดด้านความปลอดภัยฯ ประจำปี	✓	✓	✓
พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ ให้กับสอดคล้องกับนโยบายและกลยุทธ์ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายและตัวชี้วัดประจำปี	✓	✓	✓
สนับสนุนทรัพยากร บุคลากร งบประมาณ และเทคโนโลยีเพื่อให้การดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ	✓	✓	✓

ผู้จัดการอาวุโส (VP)	ผู้จัดการหน่วยงาน	หัวหน้างาน	พนักงาน	ผู้รับเหมา
✓	✓	✓		
✓				
✓	✓			
✓				✓

4

หน้าที่ความรับผิดชอบ	ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (CEO)	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP)	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ (SVP)
กำกับดูแลบุคลากรในหน่วยงานให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายและมาตรฐานด้านความปลอดภัย (SSHE Compliance)	✓	✓	✓
ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายมาตรฐาน และแผนงานด้านความปลอดภัย อย่างเคร่งครัด รวมถึงการฝึกอบรมตามกฎหมายและมาตรฐานของบริษัท	✓	✓	✓
วิเคราะห์งานเพื่อชี้บ่งอันตรายและประเมินความเสี่ยงก่อนลงมือปฏิบัติงาน รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกันหรือขั้นตอนการทำงานอย่างปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ			

4

ผู้จัดการอาวุโส (VP)	ผู้จัดการหน่วยงาน	หัวหน้างาน	พนักงาน	ผู้รับเหมา
✓	✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓	✓
	✓	✓	✓	✓

4

4

หน้าที่ความรับผิดชอบ	ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (CEO)	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP)	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ (SVP)
กำกับดูแลให้มีการสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสมกับลักษณะความเสี่ยงของงาน			
สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลให้เหมาะสมกับลักษณะความเสี่ยงของงาน และดูแลรักษาอุปกรณ์ให้สามารถใช้งานได้ตามสภาพ	✓	✓	✓
รายงานอุบัติเหตุ การประทุ อันตราย การเจ็บป่วย การเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอื่นเนื่องจากการทำงาน รวมถึงการสังเกตและรายงานข้อบกพร่องเสียหายของอุปกรณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัยต่อเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ และหัวหน้างาน อย่างโปร่งใสและทันการณ์	✓	✓	✓

ผู้จัดการอาวุโส (VP)	ผู้จัดการหน่วยงาน	หัวหน้างาน	พนักงาน	ผู้รับเหมา
	✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓	✓
✓	✓	✓	✓	✓

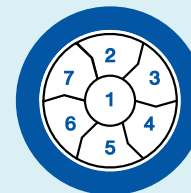
4

4

หน้าที่ความรับผิดชอบ	ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร (CEO)	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ (EVP)	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ (SVP)
สืบสวนสาเหตุการประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน พร้อมทั้งข้อเสนอแนะเพื่อวางแนวทางในการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ให้มีประสิทธิภาพ		✓	✓
ทบทวนผลการปฏิบัติงานด้านความปลอดภัย เพื่อการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง	✓	✓	✓

ผู้จัดการ อาวุโส (VP)	ผู้จัดการ หน่วยงาน	หัวหน้างาน	พนักงาน	ผู้รับเหมา
✓	✓	✓	✓	✓
✓	✓			✓

4



## การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE MS)

ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของ ปตท.สผ. เป็นการเชื่อมโยงนโยบายด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม วิทยาศาสตร์ และกลยุทธ์ของบริษัทเข้าด้วยกัน เพื่อควบคุม ความเสี่ยงของการเกิดอันตรายจากกิจกรรม ภายในองค์กร โดยเน้นการจัดการสภาพแวดล้อม ในการทำงานให้เกิดความปลอดภัย ป้องกัน อุบัติเหตุและการบาดเจ็บจากการทำงาน รวมทั้ง ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม นอกจากนี้ระบบ การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของบริษัทยัง



ได้รับการออกแบบให้สอดคล้องกับระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามแนวทางของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil and Gas Producers – IOGP) และสอดคล้องกับมาตรฐานสากลอื่น ๆ อาทิ ISO 14001:2015 ระบบมาตรฐานการจัดการสิ่งแวดล้อม และ ISO 45001:2018 ระบบมาตรฐานการจัดการอาชีวอนามัยและความปลอดภัย

ระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมของบริษัท ปตท.สผ. ประกอบด้วย 7 องค์ประกอบหลัก โดยมีมาตรฐานการดำเนินงานซึ่งกำหนดแนวทางในการดำเนินงานไว้ดังนี้



## องค์ประกอบ 1

ภาวะผู้นำและความมุ่งมั่น (Leadership and Commitment)

สาระสำคัญ: ความมุ่งมั่นของผู้บริหารในทุกกระดับและวัฒนธรรมความปลอดภัยฯ ของคนในองค์กร

## องค์ประกอบ 2

นโยบายและวัตถุประสงค์ (Policy & Strategic Objective)

สาระสำคัญ: กลยุทธ์ เป้าหมาย และนโยบายด้านความปลอดภัยฯ

## องค์ประกอบ 3

การจัดสรรทรัพยากรและเอกสารด้านความปลอดภัยฯ

(Organization Resource & Documentation)

สาระสำคัญ: การจัดองค์กร จัดสรรทรัพยากรในการบริหารจัดการ การกำกับดูแล การสื่อสาร การฝึกอบรม และระบบเอกสารในด้านความปลอดภัยฯ ให้กับพนักงานและผู้รับเหมา เพื่อความสอดคล้องตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

## องค์ประกอบ 4

การประเมินและการบริหารจัดการความเสี่ยง

(Evaluation & Risk Management)

สาระสำคัญ: การประเมินและบริหารจัดการความเสี่ยงในกิจกรรมต่างๆ

## องค์ประกอบ 5

การวางแผนและควบคุมการปฏิบัติการ

(Planning and Operational Control)

**สาระสำคัญ:** การวางแผนและควบคุมความเสี่ยงในการปฏิบัติการต่างๆ รวมทั้งบริหารจัดการการเปลี่ยนแปลง (Management of Change: MOC) และแผนในการระงับเหตุฉุกเฉิน

5

## องค์ประกอบ 6

การปฏิบัติและติดตามผลด้านความปลอดภัยฯ

(Implementation and Monitoring)

**สาระสำคัญ:** การนำระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (SSHE MS) ไปปฏิบัติ ติดตาม และประเมินผล เพื่อให้แน่ใจว่ามีการดำเนินการที่สอดคล้องตามข้อกำหนดด้านความปลอดภัยฯ อย่างเคร่งครัด

## องค์ประกอบ 7

การตรวจประเมินและทบทวนระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ (Audit and Review)

**สาระสำคัญ:** การตรวจประเมินระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ เพื่อให้มั่นใจว่ามีการนำไปปฏิบัติตามอย่างถูกต้อง และทบทวนว่าระบบฯ มีประสิทธิภาพและประสิทธิผล



## ข้อปฏิบัติด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมขั้นพื้นฐาน

### 6.1 กฎความปลอดภัยทั่วไป

เมื่อพนักงานและผู้รับเหมาทุกคนเข้ามาปฏิบัติงานในหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการของ ปตท.สผ. ต้องปฏิบัติตามกฎความปลอดภัยทั่วไปดังต่อไปนี้

- ผ่านการตรวจร่างกายและมีสมรรถนะที่เหมาะสมตามปัจจัยเสี่ยงของงานในแต่ละหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้น ๆ
- ต้องเป็นผู้ปราศจากสารเสพติดและไม่มีปริมาณแอลกอฮอล์ในร่างกายเกินกำหนด
- แต่งกายให้เหมาะสมกับสภาพการทำงานและต้องติดบัตรแสดงตนตลอดเวลาที่อยู่ในพื้นที่ปฏิบัติงาน

- ศึกษา ทำความเข้าใจ และปฏิบัติตามข้อกำหนดของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้น ๆ อย่างเคร่งครัด รวมทั้งดูแลรักษาสภาพแวดล้อมในการทำงานให้ปลอดภัยและใช้ทรัพยากรต่าง ๆ อย่างมีประสิทธิภาพ
- ผ่านการอบรมหลักสูตรความปลอดภัยฯ ตามที่กฎหมายกำหนด และข้อปฏิบัติของแต่ละพื้นที่ปฏิบัติการ เช่น
  - การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยฯ สำหรับพนักงานทั่วไปและพนักงานใหม่ อย่างน้อย 6 ชั่วโมง เมื่อเปลี่ยนลักษณะงานหรือวิธีการทำงานที่เปลี่ยนไปจากเดิมต้องได้รับการอบรมเพิ่มเติม อย่างน้อย 3 ชั่วโมง
  - การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยฯ สำหรับพนักงานระดับหัวหน้างาน 12 ชั่วโมง
  - การฝึกอบรมด้านความปลอดภัยฯ สำหรับพนักงานระดับบริหาร 12 ชั่วโมง
  - การฝึกอบรมดับเพลิงขั้นพื้นฐาน
  - การฝึกอบรมการปฐมพยาบาล
  - ข้อปฏิบัติเบื้องต้นด้านความปลอดภัยฯ ในพื้นที่ปฏิบัติการ (SSHE Induction)
  - และหลักสูตรอื่น ๆ ตามลักษณะความเสี่ยงของงานนั้น ๆ

6

- ก่อนปฏิบัติงานทุกครั้งต้องวิเคราะห์งานเพื่อป้องกันอันตรายและประเมินความเสี่ยง (Job Safety Analysis: JSA) รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขในแต่ละขั้นตอน เพื่อจัดการความเสี่ยงให้อยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้ (ALARP) และสื่อสารให้ผู้ที่เกี่ยวข้องได้รับทราบและนำไปปฏิบัติ
- สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลให้เหมาะสมกับลักษณะความเสี่ยงของงานและดูแลรักษาอุปกรณ์ให้อยู่ในสภาพที่ใช้งานได้อย่างปลอดภัย
- จัดการของเสียจากการปฏิบัติงานและพื้นที่ทำงานให้เรียบร้อยตามมาตรฐานบริษัท ก่อนออกจากพื้นที่
- รายงานอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วย การเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน รวมถึงการสังเกตและรายงานข้อบกพร่องเสียหายของอุปกรณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัยต่อเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ และหัวหน้างาน อย่างโปร่งใสและทันการณ์
- สืบสวนหาสาเหตุการประสบอันตราย การเจ็บป่วย หรือการเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญ พร้อมทั้งกำหนดมาตรการปรับปรุง แก้ไข และป้องกัน เพื่อให้เกิดการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ อย่างมีประสิทธิภาพ

6

## 6.2 ข้อปฏิบัติด้านความปลอดภัยเฉพาะเรื่อง

พนักงานและผู้รับเหมาทุกคนต้องปฏิบัติตามข้อปฏิบัติในด้านความปลอดภัยฯ เฉพาะเรื่อง ดังต่อไปนี้

6.2.1 การติดประกาศข้อมูลและข่าวสารด้านความปลอดภัยฯ ตามที่กฎหมายกำหนดในทุกพื้นที่ปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. ต้องติดประกาศข้อมูลและข่าวสารด้านความปลอดภัยฯ เพื่อให้พนักงานและผู้รับเหมาได้รับทราบและนำไปปฏิบัติตามดังนี้

- นโยบายความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
- ข้อความแสดงสิทธิและหน้าที่ของนายจ้างและลูกจ้าง
- รายชื่อ หน้าที่รับผิดชอบ และรายงานการประชุมของคณะกรรมการความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงาน (คปอ.)
- สัญลักษณ์เตือนอันตรายและเครื่องหมายเกี่ยวกับความปลอดภัย
- ผลการตรวจวัดสภาพแวดล้อมในการทำงาน เช่น แผ่นผังแสดงระดับเสียงในพื้นที่ปฏิบัติงาน

6

6

## 6.2.2 กฎรักรชีวิตและความปลอดภัยในกระบวนการผลิต (Life-Saving and Process-Safety Rules)


















ทุกพื้นที่ปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. ต้องติดสัญลักษณ์เตือนอันตราย และเครื่องหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยฯ ของมาตรฐานกฎรักรชีวิตและความปลอดภัยในกระบวนการผลิต โดยเลือกจาก 18 สัญลักษณ์ที่เกี่ยวข้องกับปัจจัยเสี่ยงในแต่ละหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้น ๆ















ในกรณีที่มาตราฐานกฎรัักษชีีวิตและความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ไม่ครอบคลุมสัญลักษณ์เตือนอันตรายและเครื่องหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยฯ ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของสัญลักษณ์ความปลอดภัยตามพื้นที่กำหนด

ตัวอย่างของสัญลักษณ์ความปลอดภัยตามมาตรฐานนอก. (มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมสีและเครื่องหมายเพื่อความปลอดภัย)

รูปทรง เรขาคณิต	ความหมาย	สีเพื่อความปลอดภัย	สีตัด
 แถบวงกลม พร้อมแถบเฉียง	ห้าม	 สีแดง	 สีขาว
 วงกลม	บังคับให้ต้องปฏิบัติ	 สีฟ้า	 สีขาว
 สามเหลี่ยมด้านเท่า	เตือน	 สีเหลือง	 สีดำ
 สี่เหลี่ยมจัตุรัส	สภาวะปลอดภัย	 สีเขียว	 สีขาว
 สี่เหลี่ยมจัตุรัส	อุปกรณ์เกี่ยวกับ อัคคีภัย	 สีแดง	 สีขาว



สีภาพสัญลักษณ์	ตัวอย่างการใช้
สีดำ	  
สีขาว	  
สีดำ	  
สีขาว	  
สีขาว	  



### 6.2.3 อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (Personal Protective Equipment: PPE)

อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลขั้นพื้นฐานที่พนักงานและผู้รับเหมาต้องสวมใส่เมื่อปฏิบัติงานในพื้นที่ที่กำหนด มีดังนี้

- หมวกนิรภัย (Safety Helmet)
- แว่นตานิรภัย (Safety Glasses)
- ชุดปฏิบัติงาน (Coverall)
- รองเท้านิรภัย (Safety Shoes or Safety Boots)

พนักงานและผู้รับเหมาต้องวิเคราะห์และประเมินความเสี่ยงของงานแต่ละประเภทร่วมกับหัวหน้างานและเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยประจำหน่วยงาน เพื่อเลือกใช้ PPE ให้เฉพาะเจาะจงและเหมาะสมกับงานนั้น ๆ พนักงานและผู้รับเหมาต้องได้รับการฝึกอบรมวิธีการใช้และการดูแลรักษา PPE ตามมาตรฐานอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล โดยเคร่งครัด

### 6.2.4 ใบอนุญาตทำงาน (Permit To Work: PTW)

พนักงานและผู้รับเหมาทุกคนต้องได้รับการฝึกอบรมการใช้ใบอนุญาตทำงาน สำหรับงานที่มีความเสี่ยงต่อการเกิดอันตรายต่อบุคคล ทรัพย์สิน และสิ่งแวดล้อมก่อนปฏิบัติงานในพื้นที่ต่าง ๆ ตามระเบียบปฏิบัติใบอนุญาตทำงานของพื้นที่ปฏิบัติงานนั้น ๆ

### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับระบบใบอนุญาตทำงาน

- ผู้ปฏิบัติงานทุกคนต้องผ่านการอบรมระบบใบอนุญาตทำงาน
- ผู้ขอใบอนุญาตต้องวิเคราะห์งานเพื่อบ่งชี้อันตรายและประเมินความเสี่ยง (JSA) รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกันและแก้ไขในแต่ละขั้นตอน ให้ความเสี่ยงอยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้
- ผู้ที่มีอำนาจลงนามในใบอนุญาตทำงานที่เกี่ยวข้องต้องแน่ใจว่าความเสี่ยงนั้นได้มีการป้องกันและควบคุมได้อย่างเหมาะสมและบันทึกไว้อย่างชัดเจนในใบอนุญาตทำงาน
- ต้องมีการพูดคุยเรื่องความปลอดภัย (Toolbox Talk) ทุกครั้งเพื่อทำความเข้าใจก่อนปฏิบัติงาน
- หากต้องมีการส่งมอบงาน ผู้รับช่วงต้องทำความเข้าใจงานที่ได้รับมอบอย่างถ่องแท้ และมีหลักฐานการส่งมอบงาน (Handover Note)
- เมื่องานเสร็จสมบูรณ์ เจ้าของพื้นที่ต้องทำการตรวจสอบเพื่อแน่ใจว่าพื้นที่อยู่ในสภาพที่ปลอดภัยก่อนการตรวจรับงาน

#### 6.2.5 การทำงานบนที่สูง

การทำงานบนที่สูง หมายถึง การทำงานบนที่สูงเกินกว่า 1.8 เมตร นอกสภาพแวดล้อมที่ปลอดภัย ในกรณีที่ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดอื่นๆ ในแต่ละพื้นที่ซึ่งอาจต่ำกว่า 1.8 เมตร ให้พิจารณาตามความเหมาะสม

6

6

### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการทำงานบนที่สูง

- ต้องมีใบอนุญาตทำงานบนที่สูง
- ต้องมีการเตรียมพื้นที่และตรวจสอบอุปกรณ์ให้เหมาะสม เช่น ตั้งนั่งร้านที่ได้มาตรฐานและได้รับการรับรองอย่างถูกต้อง (Scaffold Tag) พร้อมทั้งมีการกันเขตอันตรายและป้ายเตือนอย่างชัดเจน
- เลือกใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างเหมาะสม เช่น สวมใส่หมวกนิรภัยและคาดสายรัดคางตลอดการทำงาน สวมอุปกรณ์ป้องกันการพลัดตก (Fall Arrest Equipment) ที่เป็นเข็มขัดนิรภัยแบบเต็มตัว (Full Body Harness) พร้อมขอเกี่ยวบริเวณเหนือศีรษะ (Anchorage) และอุปกรณ์ลดแรงกระแทก (Shock Absorber)
- ขณะทำงานบนที่สูงต้องระมัดระวังวัสดุที่อาจตกจากที่สูง
- หลีกเลี่ยงการปฏิบัติงานบนที่สูงในสภาพอากาศแปรปรวน
- เมื่อเสร็จงานต้องทำการรื้อถอนนั่งร้านและอุปกรณ์อื่น ๆ อย่างระมัดระวัง พร้อมส่งมอบพื้นที่ในสภาพที่ปลอดภัย

#### 6.2.6 การบริหารจัดการความปลอดภัยของผู้รับเหมา

ผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการของ ปตท.สผ. ต้องศึกษาทำความเข้าใจ และปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยฯ ในสัญญาการจัดจ้าง (SSHE Contract Requirements) และข้อกำหนดของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการของ ปตท.สผ. อย่างเคร่งครัด อย่างปลอดภัย

### ผู้รับเหมาต้องมีการจัดการความปลอดภัยฯ พอสังเขปดังนี้

- มีนโยบาย วัตถุประสงค์ เป้าหมาย และแผนการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ (SSHE Monitoring Program)
- กำหนดกฎ ระเบียบ ข้อกำหนด ข้อบังคับด้านความปลอดภัยฯ
- ผ่านการฝึกอบรมด้านความปลอดภัยฯ ตามความเสี่ยงของงานและตามสัญญาการจัดจ้าง (SSHE Contract Requirements)
- ผ่านการอบรมและได้รับการรับรองตามข้อกำหนดระบบใบอนุญาตทำงานของสถานปฏิบัติการนั้น ๆ
- ต้องวิเคราะห์งานเพื่อป้องกันอันตรายและประเมินความเสี่ยงก่อนลงมือปฏิบัติงาน (Job Safety Analysis: JSA) รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกัน และมีการสื่อสารขั้นตอนการทำงานอย่างปลอดภัย (Toolbox Talk)
- จัดหาและตรวจสอบอุปกรณ์ / เครื่องมือให้อยู่ในสภาพที่ปลอดภัย พร้อมใช้งาน และเหมาะสมกับลักษณะงาน
- จัดหา/สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่ได้มาตรฐานและเหมาะสมกับลักษณะความเสี่ยงของงาน
- จัดทำและฝึกซ้อมแผนฉุกเฉินอย่างสม่ำเสมอ
- รายงานอุบัติเหตุ การประสบอันตราย การเจ็บป่วย การเกิดเหตุเดือดร้อนรำคาญอันเนื่องมาจากการทำงาน รวมถึงการสังเกตและรายงานข้อบกพร่องเสียหายของอุปกรณ์ หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัยต่อเจ้าหน้าที่ความปลอดภัยฯ หัวหน้างาน และผู้ว่าจ้างของ ปตท.สผ. (PTTEP Contract Holder) อย่างโปร่งใสและทันการ

6

- มีการประชุมทั้งภายในและร่วมกับตัวแทนผู้ว่าจ้างของ ปตท.สผ. เพื่อทบทวนผลการดำเนินงานด้านความปลอดภัยฯ และพัฒนาให้เกิดการปรับปรุงอย่างต่อเนื่อง
- ต้องมีการตรวจประเมินภายใน (Internal Audit) ด้านความปลอดภัยฯ รวมทั้งให้ความร่วมมือกับ ปตท.สผ. ในการตรวจประเมินผู้รับเหมา (SSHE Compliance Audit)
- ต้องมีการกำกับดูแลความปลอดภัยของผู้รับเหมาช่วง (Subcontractor) ให้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยฯ ในสัญญาการจัดจ้าง (PTTEP SSHE Contract Requirements) และข้อกำหนดของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการของ ปตท.สผ. อย่างเคร่งครัด
- เสริมสร้างให้พนักงานและผู้รับเหมาช่วงเข้าใจหน้าที่และสิทธิในการหยุดปฏิบัติงานภายใต้สถานะที่ไม่ปลอดภัย

#### 6.2.7 การทำงานในที่อับอากาศ

ที่อับอากาศ คือ ที่ซึ่งทางเข้าออกจำกัดและมีบรรยากาศไม่เพียงพอที่จะทำให้อากาศภายในอยู่ในสภาพถูกสุกซ์ลักษณะและปลอดภัย เช่น อุโมงค์ บ่อ หลุม ถังน้ำมัน ถังหมัก ไส้โลท่อ เตา หรือภาชนะที่มีลักษณะปิด โดยผู้ที่ปฏิบัติงานในที่อับอากาศต้องผ่านการอบรมและได้รับการรับรองตามหลักสูตร “ความปลอดภัยในการทำงานในที่อับอากาศ” รวมถึงผ่านการตรวจร่างกายและได้รับการรับรองจากแพทย์แผนปัจจุบันว่าสามารถทำงานในที่อับอากาศได้ บุคลากรที่เกี่ยวข้องต้องประกอบด้วย



- ผู้อนุญาต เป็นผู้ดูแลรับผิดชอบในการออกใบอนุญาตทำงาน
- ผู้ควบคุมงาน เป็นผู้วางแผนการปฏิบัติงานและการป้องกันอันตรายที่อาจเกิดขึ้นจากการทำงาน รวมทั้งควบคุมดูแลให้ทีมงานใช้เครื่องป้องกันอันตรายและอุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลอย่างเหมาะสม
- ผู้ช่วยเหลือ พร้อมด้วยอุปกรณ์ช่วยเหลือและช่วยชีวิตที่เหมาะสมกับลักษณะงาน เป็นผู้ที่คอยเฝ้าดูแลบริเวณทางเข้าออกที่อับอากาศ และต้องสามารถติดต่อสื่อสารกับผู้ปฏิบัติงานในที่อับอากาศได้ตลอดเวลา เพื่อช่วยเหลือผู้ปฏิบัติงานได้ทันที ซึ่งควรมีจำนวนมากกว่าหนึ่งคน
- ผู้ปฏิบัติงาน เป็นผู้ที่ต้องเข้าไปทำงานในที่อับอากาศซึ่งเสี่ยงต่อการได้รับหรือสัมผัสอันตราย และต้องสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลตามความเหมาะสม

#### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการทำงานในที่อับอากาศ

- ต้องมีใบอนุญาตทำงานในที่อับอากาศ
- กันเขตอันตรายและติดตั้งป้ายเตือนอย่างชัดเจน รวมถึงจัดบันทึกรายชื่อผู้ผ่านเข้า-ออกในที่อับอากาศ
- ต้องตัดแยกแหล่งอันตรายต่าง ๆ จากภายนอก เช่น กระแสไฟฟ้า แรงดัน สารเคมี เป็นต้น

6

- ตรวจวัดและจัดบันทึกปริมาณสารไวไฟ ออกซิเจน และแก๊สพิษก่อนเริ่มงาน โดยค่าออกซิเจนต้องอยู่ระหว่าง 19.5-23.5% ปริมาณสารไวไฟในบรรยากาศน้อยกว่า 10% LEL (Lower Exposure Limit) และค่าก๊าซพิษอื่น ๆ ต้องต่ำกว่ามาตรฐานกำหนด และต้องทำการตรวจวัดอย่างสม่ำเสมอในระหว่างการทำงาน
- จัดการให้สภาพอากาศในที่อับอากาศนั้นไม่มีบรรยากาศอันตราย เช่น การระบายอากาศ หรือการปฏิบัติตามมาตรการอื่น รวมถึงการจัดให้ลูกจ้างหรือบุคคลนั้นสวมใส่หรือใช้อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล
- เลือกใช้อุปกรณ์ที่เหมาะสมกับการทำงานในที่อับอากาศ เช่น อุปกรณ์ที่ไม่ก่อให้เกิดประกายไฟหรือระเบิด (Intrinsically Safe)
- ต้องมีแผนฉุกเฉินและมีการซักซ้อมเพื่อทำความเข้าใจกับผู้ปฏิบัติงาน เช่น อุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์ปฐมพยาบาล ต้องจัดให้มีเพียงพอและพร้อมใช้งานได้ทันที
- ก่อนเริ่มปฏิบัติงาน ต้องแน่ใจว่าได้ปฏิบัติตามข้อกำหนดของกฎหมาย เรื่องการทำงานในที่อับอากาศ

#### 6.2.8 การทำงานกับไฟฟ้า

พนักงานและผู้รับเหมาที่ต้องปฏิบัติงานเกี่ยวกับไฟฟ้าต้องเป็นผู้ที่ผ่านการฝึกอบรมและได้รับการรับรอง “ความปลอดภัยในการทำงานเกี่ยวกับไฟฟ้า”

### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการทำงานกับไฟฟ้า

- ต้องมีใบอนุญาตทำงานกับไฟฟ้า
- ต้องมีการวางแผนงานและขั้นตอนในการทำงานเกี่ยวกับไฟฟ้า
- ก่อนทำงานเกี่ยวกับไฟฟ้า ต้องวิเคราะห์งานเพื่อป้องกันอันตราย และประเมินความเสี่ยงก่อนลงมือปฏิบัติงาน (Job Safety Analysis: JSA) รวมทั้งกำหนดมาตรการป้องกัน และมีการสื่อสารขั้นตอนการทำงานอย่างปลอดภัย (Toolbox Talk)
- ตัดแยกแหล่งอันตรายต่าง ๆ (Isolation) โดยผู้เชี่ยวชาญ เฉพาะทาง และต้องใช้ระบบล็อกและติดป้าย (Lock Out/ Tag Out Devices) และทดสอบระบบตัดแยกก่อนเริ่มงาน
- เลือกใช้อุปกรณ์และเครื่องมือที่เหมาะสมกับการทำงาน ตามระดับแรงดันไฟฟ้าและสภาพแวดล้อมในการทำงาน
- ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันอันตรายจากไฟฟ้าที่เหมาะสมกับ ลักษณะงานและสภาพแวดล้อมในการทำงาน เช่น แผ่นฉนวน ไฟฟ้า ฉนวนหุ้มสาย ฉนวนครอบลูกถ้วย เป็นต้น
- สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เป็นฉนวน ไฟฟ้าและเหมาะสมกับแรงดันไฟฟ้า เช่น ถุงมือหนัง ถุงมือยาง แขนเสื้อยาง หมวกนิรภัย รองเท้าพื้นยางหุ้มข้อชนิดมีสัน เป็นต้น

ต้องมีแผนฉุกเฉินและมีการซักซ้อมเพื่อทำความเข้าใจกับผู้ปฏิบัติงาน เช่น อุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์ปฐมพยาบาล ต้องจัดให้มีเพียงพอและพร้อมใช้งานได้ทันที

6

6

### 6.2.9 การยกเคลื่อนย้ายสิ่งของอย่างปลอดภัย

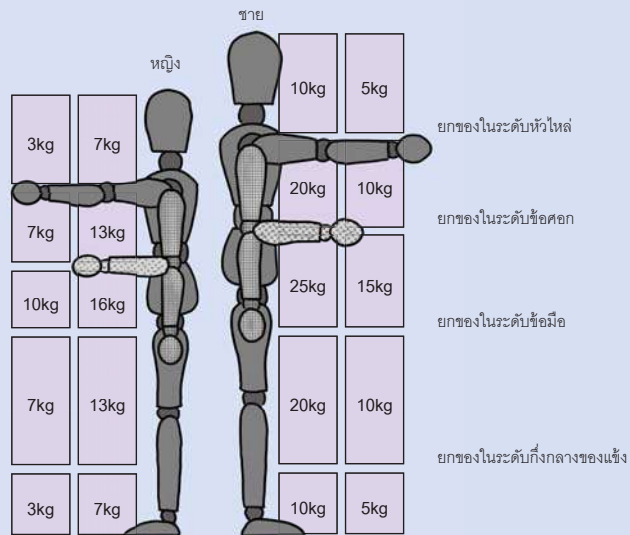
การยกเคลื่อนย้ายสิ่งของสามารถทำได้โดยใช้เครื่องมือ / อุปกรณ์ หรือกำลังคน พนักงานและผู้รับเหมาที่เกี่ยวข้องกับการยกเคลื่อนย้ายสิ่งของต้องผ่านการอบรมการยกเคลื่อนย้ายสิ่งของอย่างปลอดภัย

#### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการเคลื่อนย้ายโดยใช้เครื่องมือ/ อุปกรณ์ (Mechanical Lifting)

- ต้องจัดทำแผนงานยกเคลื่อนย้าย (Lift Plan) และได้รับการอนุมัติจากผู้เกี่ยวข้อง
- ต้องมีใบรับรองการทำงานเกี่ยวกับปั้นจั่น (Cranes) หรือรถยก (Fork Lift) กรณีเป็นผู้บังคับปั้นจั่น หรือรถยก
- ต้องเข้าใจสัญญาณต่าง ๆ ที่ใช้ในการสื่อสาร ระหว่างผู้บังคับปั้นจั่น (Crane Operator) ผู้ให้สัญญาณแก่ผู้บังคับปั้นจั่น (Signaler) ผู้ผูกยึดวัสดุ (Rigger) ผู้ควบคุมการใช้ปั้นจั่น (Site Lifting Controller)
- อุปกรณ์ที่ใช้ในการยกและอุปกรณ์เสริมต่าง ๆ ต้องผ่านการตรวจสอบและได้รับการรับรองด้านความปลอดภัยก่อนใช้งาน และต้องมีสัญลักษณ์สี (Color Code) ตามที่ ปตท.สผ. กำหนด และห้ามยกของหนักเกินขีดความสามารถของอุปกรณ์นั้น ๆ
- ต้องมีเส้นแสดงเขตอันตรายหรือเครื่องหมายเขตอันตราย และติดตั้งป้ายเตือน (Life Saving Icon) ในพื้นที่ที่มีการยกเคลื่อนย้ายสิ่งของให้ชัดเจนและเหมาะสม และห้ามอยู่ใต้วัตถุที่กำลังถูกยก
- สวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลให้เหมาะสมกับประเภทและชนิดของงาน

### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการยกเคลื่อนย้ายโดยใช้กำลังคน (Manual Handling)

- ประเมินน้ำหนักก่อนการยก ไม่ควรยกสิ่งของที่มีน้ำหนักเกินกว่า 23 กิโลกรัม โดยลำพัง

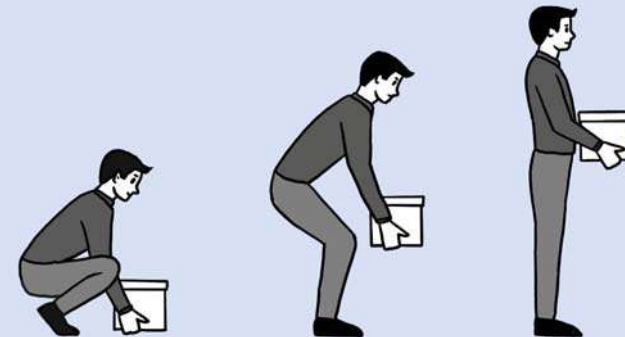


ภาพแสดงการยกน้ำหนักได้โดยเฉลี่ยในตำแหน่งต่างๆ ของร่างกาย

- ยืนให้ชิดกับสิ่งของที่จะยก



- ย่อเข่าลงและรักษาระดับหลังให้ตั้งตรง
- ยกของขึ้นโดยใช้กำลังขา
- ห้ามก้มหรือบิดเอี้ยวตัวขณะยกสิ่งของ
- ยกของให้ชิดกับลำตัว โดยที่สิ่งของจะต้องไม่ปิดบังระดับสายตา



#### 6.2.10 การบริหารจัดการสารเคมี

การบริหารจัดการสารเคมีเพื่อให้เกิดความปลอดภัยๆ จะต้องคำนึงถึงกระบวนการต่าง ๆ ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การคัดเลือกการจัดซื้อ การขนส่ง การจัดเก็บ การนำไปใช้ การกำจัด และการรับมือกับเหตุฉุกเฉินต่าง ๆ ฉะนั้นเราจึงต้องทำความเข้าใจคุณสมบัติทางกายภาพและเคมีของสารเคมีนั้นๆ ผู้ขนส่ง ผู้จัดเก็บ และผู้ปฏิบัติงานกับสารเคมีต้องผ่านการฝึกอบรม “การทำงานกับสารเคมีอย่างปลอดภัย”

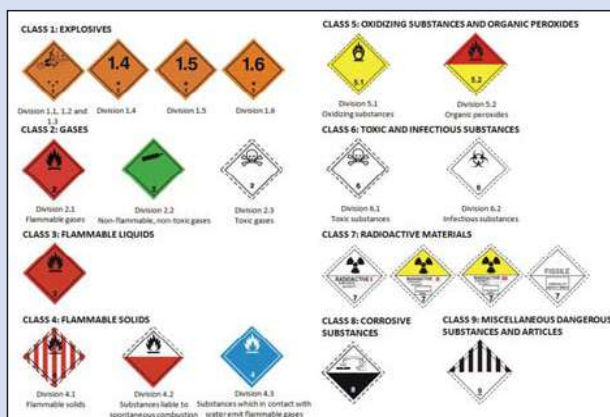
**กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการปฏิบัติงานที่เกี่ยวข้องกับสารเคมี**

- กรณีขอสั่งซื้อสารเคมีใหม่ จะต้องผ่านการอนุมัติจากหน่วยงานด้านความปลอดภัย และด้านใบอนุญาต ผ่านการประเมินความเสี่ยงในระบบการจัดการการใช้สารเคมี (New Chemical Registration)
- สารเคมีทุกชนิดจะต้องขึ้นทะเบียนเพื่อควบคุมชนิด ปริมาณการใช้งานและจัดเก็บ
- สารเคมีทุกชนิดจะต้องมีข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS) และต้องติดฉลากสารเคมีบนภาชนะต่างๆ อ้างอิงตาม Globally Harmonized System of Classification and Labeling of Chemicals (GHS) และ National Fire Protection Association (NFPA704)

- การขนส่งสารเคมีทุกชนิด ต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดในการขนส่งทั้งทางน้ำ ทางบก และทางอากาศ พร้อมทั้งติดฉลากในการขนส่งตามระบบการสื่อสารสำหรับการขนส่งสารเคมีสินค้าอันตราย หรือ United Nation Recommendations on the Transport of Dangerous Goods (UNRTDG)
- ผู้ปฏิบัติงานเกี่ยวกับสารเคมีต้องศึกษาและปฏิบัติตามเอกสารข้อมูลความปลอดภัยของสารเคมี (Safety Data Sheet: SDS) และสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคลที่เหมาะสม (Personal Protective Equipment: PPE)
- ต้องมีแผนการโต้ตอบสถานการณ์ฉุกเฉินสารเคมีรั่วไหลและมีการซักซ้อมเพื่อทำความเข้าใจกับผู้ขนส่ง ผู้จัดเก็บ และผู้ปฏิบัติงาน เช่น อุปกรณ์ดับเพลิง อุปกรณ์ปฐมพยาบาล ต้องจัดให้มีเพียงพอและพร้อมใช้งานได้ทันที



ตัวอย่างฉลากสารเคมี อ้างอิงตาม GHS และ NFPA 704



ฉลากในการขนส่งตามระบบ UNRTDG

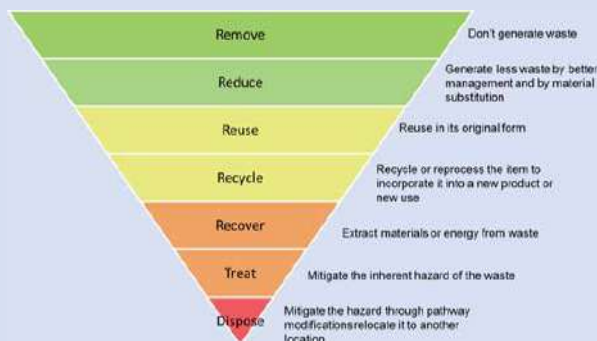
#### 6.2.11 การจัดการด้านสิ่งแวดล้อม

เพื่อเป็นการป้องกันและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรวมถึงชุมชนรอบพื้นที่ปฏิบัติการ พนักงานและผู้รับเหมาทุกคนต้องปฏิบัติงานตามข้อกำหนดการรวมถึงกฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด สรุปได้ดังต่อไปนี้

- 1) ปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ที่กำหนดตามรายงานประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม สำหรับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และกิจกรรมการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ไม่ใช้งานแล้ว
- 2) ควบคุมและป้องกันการหกรั่วไหลของน้ำมันและสารเคมีจากการปฏิบัติงาน จัดให้มีอุปกรณ์รวมทั้งการฝึกซ้อมในการตอบสนองต่อเหตุการณ์หกรั่วไหล
- 3) ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลภาวะทางอากาศ ควบคุมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน
- 4) ใช้ทรัพยากรน้ำอย่างประหยัด ดึงน้ำจืดมาใช้ในการกระบวนการให้น้อยที่สุดและมีการนำกลับไปหมุนเวียนใช้ใหม่
- 5) ป้องกันและฟื้นฟูความหลากหลายทางชีวภาพของระบบนิเวศในพื้นที่ปฏิบัติงาน เช่น สิ่งมีชีวิตใกล้สูญพันธุ์ พันธุ์กล้าไม้ประจำถิ่น เป็นต้น รวมถึงไม่ตัดต้นไม้ในพื้นที่ป่า
- 6) ปฏิบัติตามนโยบายการใช้ทรัพยากรธรรมชาติอย่างรับผิดชอบ เพื่อปกป้อง อนุรักษ์ และจัดการทรัพยากรสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน

## 6.2.12 การจัดการของเสีย

พนักงานและผู้รับเหมาจะต้องดำเนินการจัดการของเสียจากการปฏิบัติงานและพื้นที่ทำงานให้เรียบร้อยตามมาตรฐานบริษัท ก่อนออกจากพื้นที่ โดยจะต้องปฏิบัติตามแผนการจัดการของเสียของพื้นที่ปฏิบัติงานที่กำหนดไว้อย่างเคร่งครัด และจะต้องนำกลยุทธ์ “5R’s” Hierarchy ซึ่งประกอบด้วย Remove, Reduce, Reuse, Recycle, and Recover ดังรูปมาใช้ ซึ่งจะช่วยลดปริมาณของเสียที่ต้องนำไปกำจัดหรือไม่เกิดของเสียขึ้นเลย



กลยุทธ์ 5R's Hierarchy

นอกจากนี้จะต้องดำเนินการคัดแยกของเสียจากการปฏิบัติงาน และทำการบรรจุของเสียให้ถูกต้อง โดยมีข้อกำหนดดังต่อไปนี้

6

6

- จะต้องมีการคัดแยกประเภทของเสียและบรรจุลงในภาชนะบรรจุของเสียตามประเภทของของเสียดังตาราง

สีของภาชนะบรรจุ	ประเภทของเสียหลัก	ประเภทของของเสียเฉพาะ
Blue (น้ำเงิน)	ของเสียไม่อันตราย	ของเสียไม่อันตรายที่ไม่สามารถรีไซเคิลได้
Yellow (เหลือง)	ของเสียไม่อันตราย	ของเสียไม่อันตรายที่สามารถรีไซเคิลได้
Red (แดง)	ของเสียอันตราย	ของเสียอันตรายทุกชนิด ยกเว้นแบตเตอรี่/ หลอดฟลูออเรสเซนต์ และหลอดไฟ
Orange (ส้ม)	ของเสียอันตราย	แบตเตอรี่/ หลอดฟลูออเรสเซนต์ และหลอดไฟ

- จะต้องดำเนินการทิ้งของเสียในบริเวณที่กำหนดไว้เท่านั้น
- ป้องกันไม่ให้ของเสียหก รั่วไหล ปนเปื้อนลงสู่สิ่งแวดล้อม หากมีของเสียตกหล่นหรือรั่วไหลลงสู่สิ่งแวดล้อมให้แจ้งหัวหน้างานทันที

- เมื่อจะมีการจัดการหรือขนส่งของเสีย ต้องมีการติดฉลากตามประเภทของของเสีย ได้แก่ ของเสียไม่อันตรายที่สามารถรีไซเคิลได้ ของเสียไม่อันตรายที่ทั่วไป แบตเตอรี่/ ฟลูออเรสเซนต์ และหลอดไฟ ของเสียอันตรายทั่วไป ของเสียติดเชื้อ และของเสียอันตรายปนเปื้อนปรอท
- ฉลากของ ปตท.สม. จะต้องประกอบด้วยข้อมูลดังต่อไปนี้
  - คุณสมบัติของของเสียอันตราย ข้อมูลความปลอดภัย และสัญลักษณ์
  - ประเภทของของเสีย “ของเสียอันตราย” หรือ “ของเสียไม่อันตราย”
  - ชื่อของของเสีย
  - ชื่อที่ถูกต้องในการขนส่งวัตถุอันตราย และหมายเลขสหประชาชาติ
  - ปริมาณ/ปริมาตรของเสียที่บรรจุ
  - วัน/เดือน/ปี ที่ปิดผนึกภาชนะบรรจุของเสีย
  - ชื่อสถานที่ต้นทางและปลายทางในการขนส่ง รวมถึงจุดเปลี่ยนถ่าย
  - ข้อจำกัดในการบรรจุและขนส่ง
  - คำเตือนต่าง ๆ
  - ชื่อโครงการ ชื่อบริษัท และเบอร์โทรศัพท์ติดต่อของโครงการ
- ติดฉลากของเสียให้เห็นได้ง่าย โดยไม่ติดรวมกับข้อมูลอื่น ๆ เพื่อป้องกันความสับสน

6

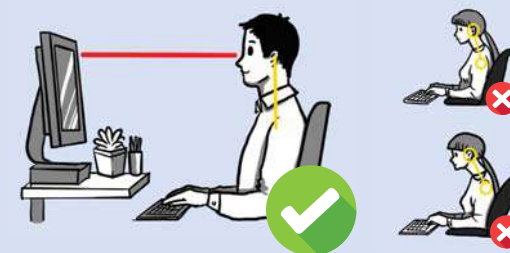
6

### 6.2.13 การทำงานเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์

โดยทั่วไป บริษัทจะจัดเตรียมอุปกรณ์การทำงานที่สามารถปรับให้เหมาะสมกับสรีระของแต่ละบุคคล เพื่อป้องกันการบาดเจ็บหรือเจ็บป่วยจากการทำงาน เช่น เก้าอี้ปรับระดับ จอคอมพิวเตอร์ เป็นต้น

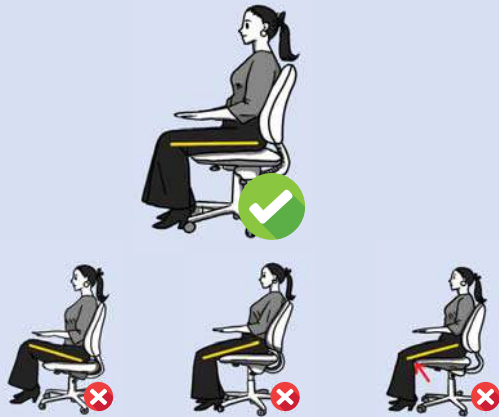
การทำงานเกี่ยวกับคอมพิวเตอร์อย่างปลอดภัยถูกต้องตามหลักการยศาสตร์ ควรปฏิบัติดังนี้

- ติดตั้งหน้าจอคอมพิวเตอร์ให้อยู่ในตำแหน่งที่หลีกเลี่ยงแสงสะท้อนจากแหล่งต่าง ๆ และปรับความสว่างของหน้าจอให้เหมาะสม
- ปรับความสูงของหน้าจอให้ขอบบนของจออยู่ระดับเดียวกับสายตา และมีระยะห่างประมาณหนึ่งช่วงแขน





- ปรับความสูงของเก้าอี้ให้เหมาะสม เท้าวางราบกับพื้นได้ ถ้าเท้าลอยจากพื้นให้หาอุปกรณ์มาเสริม



- นั่งให้หลังชิดกับพนักพิง และปรับเก้าอี้ให้รองรับส่วนโค้งของหลัง และข้อพับเข่าต้องห่างจากขอบเก้าอี้โดยประมาณ 5 เซนติเมตร



6

6

- นั่งให้ไหล่ผ่อนคลาย ไหล่ต้องไม่ยกหรือตก เมื่อใช้งานคีย์บอร์ด ควรวางข้อมือเป็นแนวตรงกับแขนท่อนล่าง และไม่กระดกขึ้นลง และท่อนแขนต้องตั้งฉากกับหัวไหล่



- เมื่อใช้เมาส์ ควรวางฝ่ามือบนตัวเมาส์ ไม่ควรใช้ข้อมือในการขยับเมาส์



- หลีกเลี่ยงการทำงานกับคอมพิวเตอร์ต่อเนื่องเป็นเวลานาน ให้หยุดพักเป็นระยะ ๆ



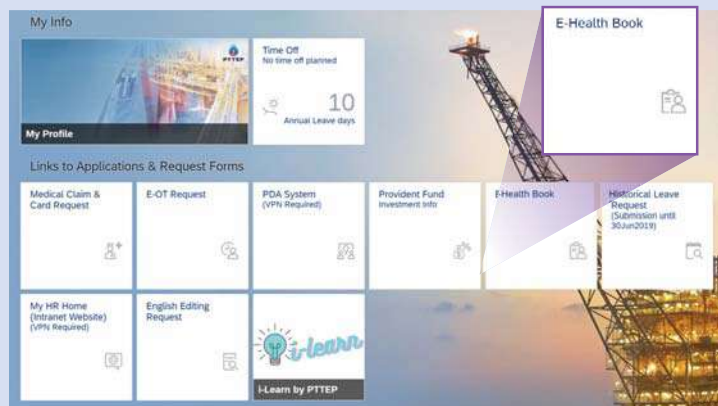
### 6.3.14 การตรวจสุขภาพประจำปี

บริษัทจัดให้มีการตรวจสุขภาพและการตรวจสุขภาพตามปัจจัยเสี่ยงในการทำงานแต่ละตำแหน่งเพิ่ม เช่น งานที่ต้องสัมผัสสารเคมีอันตราย งานที่ต้องสัมผัสเสียงดัง ให้กับพนักงานเป็นประจำทุกปี ตามที่กฎหมายกำหนด ผลการตรวจสุขภาพทั้งหมดจะถูกจัดเก็บในสมุดสุขภาพ ซึ่งอยู่ในรูปแบบ Electronic ของบริษัท ที่มีชื่อว่า PTTEP Health Book Application และพนักงานสามารถเข้าใช้ได้ด้วยตนเอง ดังนี้



#### 1. การเข้าถึง PTTEP Health Book Application สามารถเข้าได้ 3 ช่องทาง ดังนี้

- เข้าผ่านระบบ We Connect เลือก E-Health Book



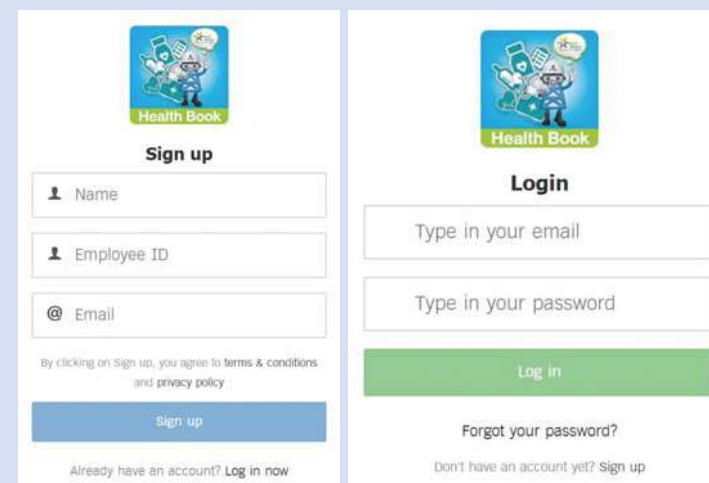
- เข้า web browser <https://pttephealthbook.bdms.co.th/#/> ผ่านทาง Google Chrome, Microsoft edge และ Safari



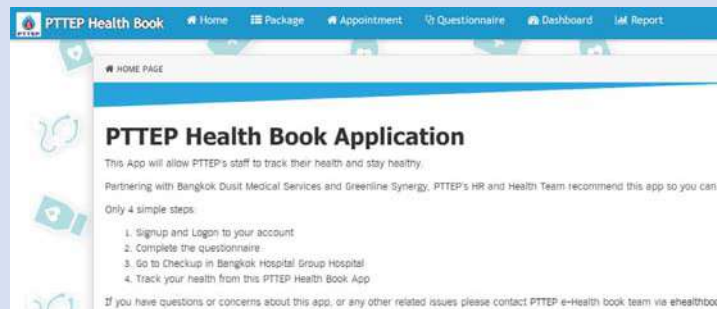
- ดาวน์โหลด PTTEP Health Book Application ทาง Google Play และ Play Store



2. ในการเข้าใช้ครั้งแรกให้ทำการลงทะเบียนเพื่อขอรหัส (ใส่รหัสพนักงานและอีเมลบริษัท) รหัสจะถูกส่งมายังอีเมล และนำมา Login เข้าระบบ (Health Book Application เป็นโปรแกรมที่ใช้รหัสแยกจากรหัสของบริษัท ในการ Login ดังนั้นหากพนักงานลืมรหัสในการ Login สามารถขอรหัสเข้าใหม่ได้ทุกครั้ง)



3. เมื่อเข้าสู่ระบบแล้วสามารถเลือกฟังก์ชันต่าง ๆ เพื่อเข้าสู่ผลตรวจสุขภาพก่อนเข้างานและผลตรวจร่างกายประจำปีได้



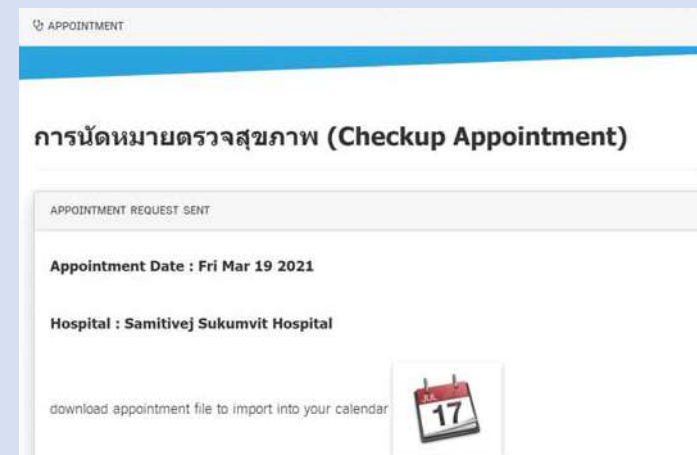
- พนักงานควรตอบแบบสอบถามสุขภาพให้เรียบร้อยก่อนเข้ารับการตรวจสุขภาพประจำปี



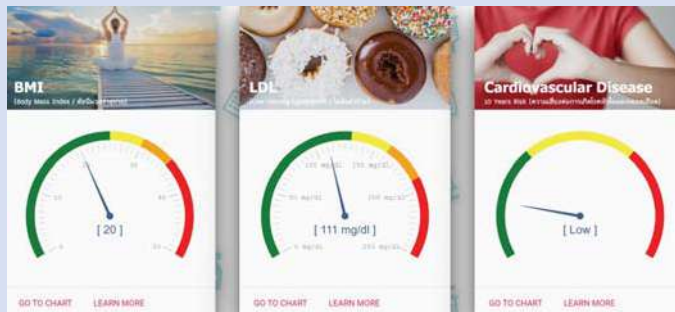
- Questionnaire ไว้สำหรับตอบแบบสอบถามทางสุขภาพตามที่กฎหมายกำหนด ก่อนไปตรวจสุขภาพประจำปี



- Appointment ไว้สำหรับทำนัดตรวจสุขภาพประจำปี



- Dashboard เป็นข้อมูลทางสุขภาพแสดงข้อมูลดัชนีมวลกาย ไขมันในเลือดชนิดร้าย (LDL) และการประเมินความเสี่ยงของโรคระบบหัวใจและหลอดเลือดที่ทางบริษัทนำมาสรุปให้เห็นภาพ



- Report คือผลการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน การตรวจสุขภาพประจำปี การตรวจสุขภาพตามความเสี่ยงที่ถูกจัดเก็บไว้

Dashboard

รายงานผลการตรวจสุขภาพก่อนเข้างาน

รายงานผลการตรวจสุขภาพประจำปี

รายงานผลตรวจสุขภาพเมื่อเปลี่ยนงาน

รายงานผลการตรวจเฝ้าระวังตามปัจจัยเสี่ยงจากการทำงาน

ข้อมูลการเปรียบเทียบผลการตรวจสุขภาพย้อนหลัง - ปัจจุบัน

รายงานความเสี่ยงต่อสุขภาพ

- การตรวจสุขภาพก่อนเข้างานและการตรวจสุขภาพประจำปี โดยมีการแสดงตัวอย่างตามภาพ ดังนี้

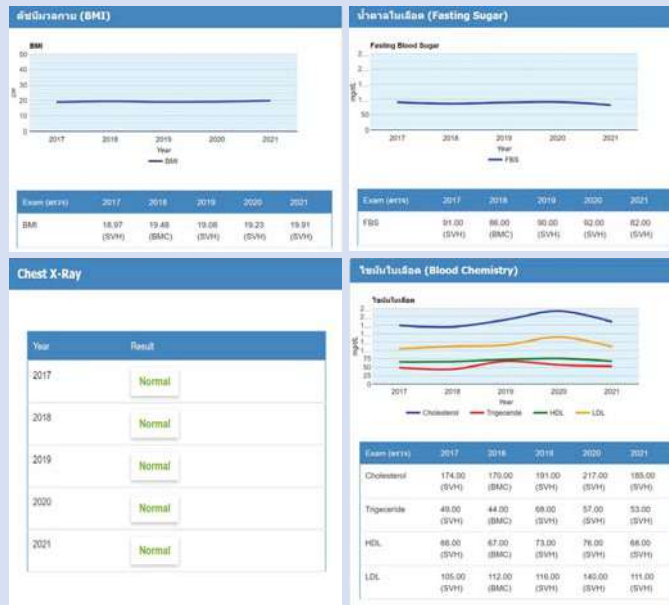
The image shows a screenshot of a physical examination report form. The form is titled 'Annual examination report' and 'การตรวจร่างกาย (Physical Examination)'. It contains personal information, examination results, and a list of items to be examined.

Annual examination report	
โรงพยาบาล (Hospital)	Bangkok Sukhumvit Hospital
รหัสบัตรประชาชน (ID)	11160-0760
รหัสพนักงาน (Employee ID)	12345
ชื่อ - นามสกุล	สมาน ภูมิ
Name - Surname	Somwan Tumong
เพศ (Sex)	Female
อายุ (Age)	35
วันที่ (Date of birth)	31/12/1985
วันที่ตรวจ (Checkup date)	19/03/2021 10:20
Checkup Program	ตรวจสุขภาพประจำปี 35-44 ปี (PMCA)
Special Assignment	

การตรวจร่างกาย (Physical Examination)	
ส่วนสูง (Height)	161 (cm)
น้ำหนัก (Weight)	51.8 (kg)
ดัชนีมวลกาย (BMI)	19.81
อัตราการเต้นของหัวใจขณะพัก (Resting Heart Rate)	67 (bpm)
ความดันโลหิต (Blood Pressure)	105/65 (mmHg)
ชีพจร (Pulse)	60 (BPM)

## ข้อมูลเปรียบเทียบผลการตรวจย้อนหลัง 5 ปี



6

6

## การตรวจเฝ้าระวังตามปัจจัยเสี่ยงจากการทำงาน



**Benzene**

Exam (ครั้งที่)	03-15	03-16	03-17	03-19
Benzene	156.91 (BAC)	45.72 (BAC)	39.57 (BAC)	58.26 (PTTEP)

**Mercury**

Exam (ครั้งที่)	02-14	04-18	03-19	09-20	04-21
Mercury	1.59 (PTTEP)	0.81 (PTTEP)	2.52 (PTTEP)	2.21 (PTTEP)	1.95 (PTTEP)

- หากมีข้อสงสัยเกี่ยวกับการตรวจสุขภาพประจำปี สามารถติดต่อมาที่อีเมล [Medicalteam@pttep.com](mailto:Medicalteam@pttep.com)
- หากมีข้อสงสัยเกี่ยวกับการเข้าใช้ PTTEP Health Book Application สามารถติดต่อ มาที่อีเมล [Ehealthbook@pttep.com](mailto:Ehealthbook@pttep.com)

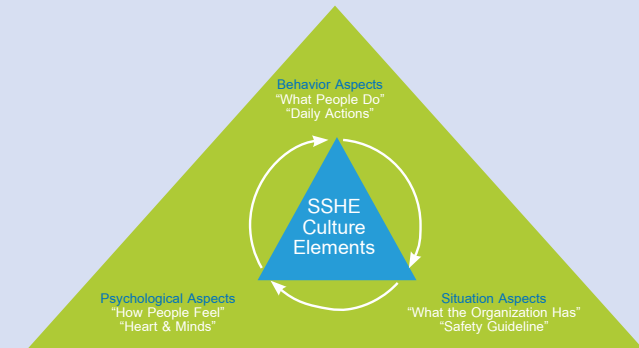
### 6.2.15 โมเดลภาวะผู้นำด้าน SSHE ของ ปตท.สผ. (SSHE Leadership Model)



### 6.2.16 วัฒนธรรมความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อม (SSHE Culture )

การสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัยและสิ่งแวดล้อมของ ปตท.สผ. เริ่มมีการผลักดันอย่างเข้มแข็งหลังจากมีการสำรวจวัฒนธรรมความปลอดภัย ปี 2011 ซึ่งเรามุ่งเน้นพัฒนาองค์ประกอบของวัฒนธรรมความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมประกอบด้วย

1. ด้านทัศนคติ
2. ด้านพฤติกรรม
3. สภาพการทำงานภายในองค์กร



**ด้านทัศนคติ** - เรามีการปลูกฝังความเป็นผู้นำด้านความปลอดภัยในพนักงานทุกระดับ เพื่อให้ทุกคนตระหนักถึงบทบาทหน้าที่ของตนเองที่ต้องปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย ผู้บริหารระดับสูงให้นโยบายในการสามารถหยุดการทำงานได้ทันทีเมื่อเกิดสถานการณ์ที่ไม่ปลอดภัย (Stop Work Authority) โดยผู้ปฏิบัติงานมีความเข้าใจและปฏิบัติด้วยความเต็มใจ

**ด้านพฤติกรรม** - จากการศึกษาพบว่าสาเหตุที่แท้จริงของอุบัติเหตุส่วนใหญ่มาจากพฤติกรรมเสี่ยงของตัวผู้ปฏิบัติงาน โดยตัวผู้ปฏิบัติงานทำไปเพราะมองไม่เห็นถึงผลเสียด้านลบที่ตามมาจากพฤติกรรมเสี่ยงนั้น เราจึงใช้เครื่องมือในการช่วยสังเกตพฤติกรรม ซึ่งเรียกว่า Behavior Base Safety (BBS) เป็นหนึ่งในเทคนิคการช่วยสังเกตพฤติกรรมปลอดภัยและพฤติกรรมเสี่ยง พนักงานทุกคนจะผ่านการอบรมหลักสูตรนี้ ทำให้มีทักษะในการสังเกตและแยกพฤติกรรมของเพื่อนร่วมงานได้เมื่อพบพฤติกรรมเสี่ยง ผู้ที่สังเกตสามารถเข้าไปหยุดการทำงานและมีการพูดคุยกันถึงอันตรายขณะนั้น โดยให้ผู้ถูกสังเกตทบทวนถึงอันตรายจากพฤติกรรมเสี่ยงและผลเสียที่ตามมา (Re-Thinking)

การสังเกตพฤติกรรมความปลอดภัย (BBS) จะช่วยให้พฤติกรรมเสี่ยงในองค์กรน้อยลง เป็นผลให้อัตราการเกิดอุบัติเหตุลดลงได้อีกทั้งยังช่วยส่งเสริมภาวะความเป็นผู้นำด้านความปลอดภัยและความกล้าที่จะแสดงความคิดเห็นอย่างเปิดเผยของพนักงานทุกคน



**ด้านสภาพการทำงานภายในองค์กร** – ปัจจัยที่สนับสนุนให้เกิดวัฒนธรรม ความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมขององค์กร คือ การสร้างมาตรฐานการปฏิบัติงานที่เป็นตัวกำหนดแนวปฏิบัติและมาตรการควบคุมความเสี่ยงต่อการเกิดอันตรายของแต่ละกิจกรรมภายในองค์กร เรามีการพัฒนาระบบบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE-MS) อย่างต่อเนื่อง โดยใช้หลักพื้นฐาน PDCA (Plan - Do - Check - Act) และออกแบบให้สอดคล้องกับระบบ

6

บริหารจัดการด้านความปลอดภัย ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามแนวทางของสมาคมผู้ผลิตปิโตรเลียมและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil and Gas Producers หรือ IOGP) ซึ่งระบบการบริหารจัดการดังกล่าวถือเป็นข้อกำหนดขั้นพื้นฐาน (Minimum Requirement) สำหรับทุกหน่วยงานภายใน ปตท.สผ. ในการนำไปปฏิบัติ การนำระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE MS) ไปใช้งานอย่างมีประสิทธิภาพนั้น มีการพิจารณาถึงองค์ประกอบหลายด้าน เช่น

- การกำหนดขั้นตอนการปฏิบัติงานโดยการอ้างอิงมาตรฐานสากล แนวปฏิบัติที่ดี หรือข้อกำหนดกฎหมายที่เกี่ยวข้อง
- การฝึกอบรมให้ความรู้ความเข้าใจ รวมถึงให้คำปรึกษาแก่ผู้ที่เกี่ยวข้อง
- การจัดสรรทรัพยากรที่จำเป็นทั้งในแง่อุปกรณ์ความปลอดภัย เครื่องจักรที่ได้รับการรับรอง เครื่องมือที่ช่วย
- ควบคุมดูแลกระบวนการผลิต ตลอดจนงบประมาณในการบริหารจัดการ
- การกำกับดูแล เน้นย้ำ และให้การสนับสนุนพนักงานและคู่ธุรกิจในการปฏิบัติตามระบบการบริหารจัดการฯ
- การตรวจติดตามผลการปฏิบัติงานอย่างสม่ำเสมอ

ทั้งนี้ พนักงานในทุกระดับต้องทราบถึงบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบและมีการสื่อสารแบบสองทาง เพื่อนำปัญหาและข้อเสนอแนะมาพัฒนาปรับปรุงระบบหรือขั้นตอนการปฏิบัติงานให้ดียิ่งขึ้นนำไปสู่การสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัยที่แข็งแกร่งต่อไป

6

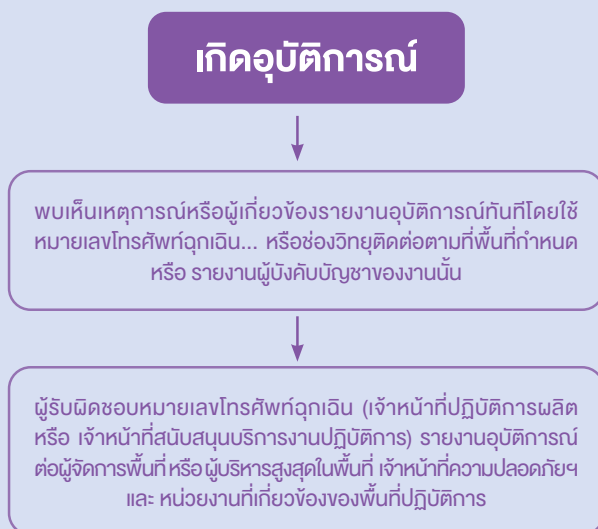


### 6.2.17 การสังเกตและการรายงานด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม

เพื่อการบริหารจัดการด้านความปลอดภัยฯ อย่างมีประสิทธิภาพ และประสิทธิผล พนักงานและผู้รับเหมาทุกคน ต้องรายงาน อุบัติการณ์ที่เกิดขึ้นภายใต้การปฏิบัติงานของ ปตท.สผ. อย่าง โปร่งใสและทันการณ์ เพื่อให้มีการบริหารจัดการได้อย่างถูกต้อง และเหมาะสม และเพื่อเป็นการป้องกันเกิดอุบัติเหตุในพื้นที่ปฏิบัติงานต่าง ๆ พนักงานและผู้รับเหมาควรทำการสังเกตและรายงาน สภาพการณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัย

#### กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการรายงานอุบัติเหตุ

- เมื่อเกิดอุบัติเหตุต้องปฏิบัติดังนี้



6

- ข้อมูลเบื้องต้นที่ต้องรายงานมีดังต่อไปนี้
 

- สถานที่เกิดเหตุ	- ผลที่เกิดขึ้น
- กิจกรรม	- ผู้แจ้งเหตุ และ เบอร์ติดต่อ
- วันและเวลา	- ผู้เกี่ยวข้อง / ผู้บาดเจ็บ
- เหตุการณ์ที่เกิดขึ้น	- รูปประกอบอุบัติเหตุ

**หมายเหตุ** อุบัติการณ์ที่มีความรุนแรงระดับ 1 และ 2 รายงานเข้าระบบรายงาน ความปลอดภัยอิเล็กทรอนิกส์ของ ปตท.สผ. ภายใน 48 ชั่วโมง และ อุบัติการณ์ ที่มีความรุนแรงระดับ 3-5 รายงานเข้าระบบรายงานความปลอดภัยอิเล็กทรอนิกส์ ของ ปตท.สผ. ภายใน 24 ชั่วโมง

#### การสังเกตและรายงานสภาพการณ์หรือการกระทำที่ไม่ปลอดภัย

ขั้นตอนการสังเกตพฤติกรรมและรายงานโดยใช้แบบสังเกต ความปลอดภัยในการทำงาน (Safety Observation and Communication Card: SOC) ประกอบไปด้วย 5 ขั้นตอน ดังนี้

- 1) ต้องวางแผนเพื่อกำหนดพื้นที่ ลักษณะงานก่อนที่จะทำการสังเกต เพื่อการเตรียมตัวที่ดีของผู้สังเกต
- 2) หยุดเพื่อสังเกตพฤติกรรมความปลอดภัยของผู้ปฏิบัติงาน รวมถึงการใช้เครื่องมือ อุปกรณ์ แหล่งอันตรายโดยรอบ รวมถึงการตอบสนองของผู้ปฏิบัติงาน เป็นต้น
- 3) สื่อสารผลของการสังเกตทั้งในสิ่งที่ปลอดภัยและไม่ปลอดภัย กล่าวชมเมื่อพบการกระทำที่ถูกต้องปลอดภัย หากพบเหตุการณ์ที่ไม่ปลอดภัยให้สื่อสารหาทางแก้ไขให้ถูกต้อง หรือหยุดงานหากมีความจำเป็น

- 4) สร้างค่านิยมสัญญาในการปฏิบัติงานอย่างปลอดภัย แล้วบันทึกผลการสังเกตลงในแบบสังเกตความปลอดภัยฯ พร้อมทั้งระบุแนวทางในการปรับปรุง
- 5) นำแบบสังเกตความปลอดภัยฯ ส่งหัวหน้างานเพื่อปรึกษาหารือ ฯ และวิเคราะห์สถิติในการหาแนวทางปรับปรุง แล้วจึงส่งให้หน่วยงานความปลอดภัยฯ ในพื้นที่

พื้นที่การผลิต  
(Operation)

สำนักงาน  
(Office)

การขับขี่  
(Driving)

ตัวอย่างแบบสังเกตความปลอดภัยในการทำงาน  
(Safety Observation and Communication Card: SOC)

นอกจากนี้ยังมีแบบรายงานการพบเห็นความเสี่ยงที่อาจก่อให้เกิดการละเมิดข้อบังคับและสภาพการณ์ที่ไม่ปลอดภัย (Hazard Report Card: HRC) โดยมีขั้นตอนเช่นเดียวกับ SOC

ตัวอย่างแบบสังเกตความปลอดภัยในการทำงาน  
(Hazard Report Card: HRC)

พนักงานสามารถรายงานการสังเกตพฤติกรรมความปลอดภัย (SOC) และสภาพการณ์ที่ไม่ปลอดภัย (HRC) ผ่านแบบฟอร์มส่งพิมพ์ และอิเล็กทรอนิกส์ (e-SOC, e-HRC)



## 6.2.18 การบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติ

เหตุฉุกเฉินสามารถแบ่งได้เป็น 3 ระดับดังนี้

**ระดับที่ 1** เหตุฉุกเฉินที่หน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการสามารถจัดการระงับเหตุ และฟื้นฟูสถานการณ์ให้กลับคืนสู่ภาวะปกติได้ด้วยทีมระงับเหตุฉุกเฉินของหน่วยงาน (Emergency Response Team)

**ระดับที่ 2** เหตุฉุกเฉินที่หน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการไม่สามารถจัดการได้ด้วยตนเอง และต้องขอการสนับสนุนจากทีมบริหารจัดการเหตุฉุกเฉินส่วนกลาง (Emergency Management Team) และจากส่วนงานท้องถิ่น

**ระดับที่ 3** ภาวะวิกฤติที่จัดการโดยทีมบริหารจัดการเหตุวิกฤติ (Crisis Management Team) โดยมีประธานเจ้าหน้าที่บริหารทำหน้าที่เป็นผู้ควบคุมสั่งการซึ่งอาจต้องขอการสนับสนุนจากหน่วยงานภายนอก ทั้งในระดับประเทศและสากล

**กฎระเบียบที่จำเป็นสำหรับการปฏิบัติตนเพื่อรองรับเหตุฉุกเฉิน**

- พนักงาน ผู้รับเหมา และผู้เยี่ยมชมทุกคนต้องผ่านการอบรมเบื้องต้นด้านความปลอดภัย (SSHE Induction) ในพื้นที่ปฏิบัติการนั้นๆ ต้องเข้าใจแผนฉุกเฉิน แผนอพยพ สัญญาณแจ้งเหตุฉุกเฉิน และจุดรวมพล

6

6

- หน่วยงานหรือพื้นที่ปฏิบัติการต้องฝึกซ้อมแผนตามระเบียบวิธีการปฏิบัติในการจัดการเหตุฉุกเฉินและภาวะวิกฤติของหน่วยงานหรือฐานปฏิบัติการนั้น ๆ และตามที่กฎหมายกำหนด
- สถานที่ปฏิบัติการต่าง ๆ จะต้องมีการจัดตั้งทีมตอบโต้เหตุฉุกเฉินได้ตลอด 24 ชั่วโมง (Duty Roster) ซึ่งต้องผ่านการฝึกอบรมและต้องมีใบรับรอง

เมื่อเกิดเหตุฉุกเฉินต้องปฏิบัติดังนี้

### เมื่อพบเหตุฉุกเฉิน ให้ปฏิบัติตามขั้นตอนฉุกเฉินของแต่ละพื้นที่

- หยุดปฏิบัติงาน
- ทำพื้นที่ปฏิบัติงานให้อยู่ในสภาพที่ปลอดภัย เช่น ปิดอุปกรณ์ไฟฟ้าทุกชนิด เป็นต้น (ถ้าสามารถทำได้อย่างปลอดภัยและรวดเร็ว)

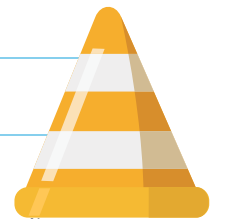
- แจ้งเหตุไปทีหมายเลขโทรศัพท์ฉุกเฉินของสถานที่นั้น ๆ
- ชื่อผู้แจ้งเหตุการณ์
  - จุดที่เกิดเหตุการณ์
  - รายละเอียดของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น

กรณีที่ต้องการอพยพหรือได้ยินสัญญาณแจ้งอพยพให้ไปรวมที่จุดรวมพล

ปฏิบัติตามคำสั่งของผู้ที่ได้รับมอบหมาย ณ จุดรวมพลนั้น ๆ



## NOTE





บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (สำนักงานใหญ่)  
555/1 ศูนย์เอนเนอร์ยี่คอมเพล็กซ์ อาคารเอชั้นที่ 6, 19-36  
ถนนวิภาวดีรังสิต แขวงจตุจักร เขตจตุจักร กรุงเทพฯ 10900



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

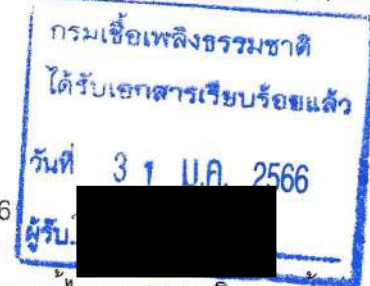
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 5

สำเนาลงรับหนังสือนำส่งรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน  
และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
(ฉบับล่าสุด)

ที่ ปตท.สผ.ส.13247/00-1087/2023

27 มกราคม 2566



เรื่อง ขอนำส่งรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระหว่างเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม  
พ.ศ. 2565 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

เรียน อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

- สิ่งที่ส่งมาด้วย 1. สรุปรายชื่อโครงการที่ขอนำส่งรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและ  
แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
ระหว่างเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565 ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข  
เอส 1 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด จำนวน 8 โครงการ  
2. รายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ 8 โครงการ  
3. CD-ROM ของ 8 โครงการ

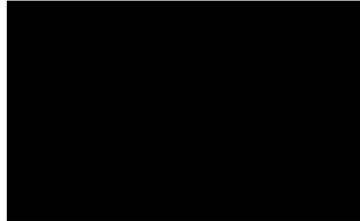
ตามที่ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ได้รับสัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเลขที่  
1/2522/16 หรือแปลงสำรวจบนบกหมายเลขเอส 1 ได้เสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
ให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และคณะกรรมการผู้ชำนาญการด้าน  
พัฒนาปิโตรเลียมพิจารณารายงานฯ ตามลำดับขั้นตอนการพิจารณารายงานฯ โดยคณะกรรมการ  
ผู้ชำนาญการฯ มีมติให้ความเห็นชอบรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และให้ปฏิบัติตาม  
มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
อย่างเคร่งครัด

ในระหว่างเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565 บริษัทฯ ได้จัดให้มีการติดตาม  
ตรวจสอบการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตาม  
ตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ตามเงื่อนไขของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและ  
สิ่งแวดล้อม ทั้งนี้ บริษัทฯ ได้มอบหมายให้บริษัทที่ปรึกษา เป็นผู้ดำเนินการและจัดทำรายงานสรุป  
ผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ ดังกล่าว จำนวน 8 โครงการ รวมทั้งหมด 46 ชุด ดังสิ่งที่ส่งมาด้วย บัดนี้  
บริษัทที่ปรึกษาได้จัดทำรายงานเสร็จเรียบร้อยแล้ว เพื่อเสนอรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ  
ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป บริษัทฯ จึงนำส่งรายงานดังกล่าวมาพร้อมกับหนังสือฉบับนี้


-2-/ จึงเรียนมา...

จึงเรียนมาเพื่อโปรดทราบและพิจารณา

ขอแสดงความนับถือ



รักษาการ ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ โครงการผลิตบนฝั่ง - ประเทศไทย

แผนกความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. โครงการเอส 1  
ผู้ประสานงาน 

โทรศัพท์ 0 2537 5565

สำเนาเรียน : กองความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

PS1, PS1/S, PTN/P, CEN/O

Suthorn D.



สรุปรายชื่อโครงการที่ขอนำส่งรายงานสรุปผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระหว่างเดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม พ.ศ. 2565 ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข 1 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด จำนวน 8 โครงการ

ที่	ชื่อรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม โครงการ.....	เลขที่หนังสือเห็นชอบ	จำนวนรายงานที่นำเสนอ (เอกสารและซีดีรอม (ชุด))
1	โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 ของบริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด แปลงเอส1 จังหวัดพิษณุโลก และจังหวัดสุโขทัย	ทส 1009.2/4148 ลงวันที่ 4 มิถุนายน 2551	5
2	โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งสิริกิติ์ตอนเหนือและพื้นที่ใกล้เคียง แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/9898 ลงวันที่ 5 ตุลาคม 2555	7
3	โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งปรีอกระเทียม ระยะที่ 2 และพื้นที่ใกล้เคียง แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิจิตร และพิษณุโลก ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/4124 ลงวันที่ 5 เมษายน 2556	5
4	โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันทุ่งใหญ่ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ตะวันออก ระยะที่ 2 และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งสารบบ ยางเมือง และไทรงาม พื้นที่แปลงสัมปทานเอส 1 ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด ตั้งอยู่ที่จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย	ทส 1009.2/4398 ลงวันที่ 17 เมษายน 2556	7
5	โครงการผลิตปิโตรเลียมแหล่งสิริกิติ์และแหล่งตอนกลางเอส 1 แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/14231 ลงวันที่ 17 ธันวาคม 2557	7
6	โครงการขุดเจาะน้ำมันบนฝั่งที่บ้านหนองจิกและบ้านโนนพลวง และโครงการพัฒนาปิโตรเลียมแหล่งสารบบ ยางเมือง และไทรงาม พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดกำแพงเพชร พิษณุโลก และสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/508 ลงวันที่ 16 มกราคม 2557	5
7	โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/5004 ลงวันที่ 8 พฤษภาคม 2557	5
8	โครงการติดตั้งท่อก๊าซจากฐานผลิตปิโตรเลียมหนองตูม-เอ (NTM-A) ไปยังฐานผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A) แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย ของบริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด	ทส 1009.2/11820 ลงวันที่ 27 ตุลาคม 2557	5



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

ภาคผนวกที่ 6  
เอกสารประชาสัมพันธ์โครงการ



การปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมัน  
หนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เผ่าตอนใต้ ระยะที่ 2  
พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย

(ระยะผลิตผ่านท่อลำเลียงปิโตรเลียม)

วันจันทร์ที่ 2 ตุลาคม พ.ศ. 2566 เวลา 13.30 - 15.30 น.  
ณ. ศาลาอเนกประสงค์โรงเรียนนิคมบางระกำ 6 (ท่ามะเกลือ)  
หมู่ที่ 7 ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก



## การประชุมรับฟังความคิดเห็นครั้งนี้

มีการบันทึกภาพนิ่ง ภาพเคลื่อนไหว และเสียงตลอดการประชุม

ทางบริษัทฯ ขออนุญาตผู้เข้าร่วมประชุมทุกท่าน

นำภาพถ่ายในการประชุมฯ ไปประกอบการจัดทำรายงานฯ และเผยแพร่

ในการประชาสัมพันธ์กิจกรรมต่าง ๆ ของโครงการ

(อ้างอิงตามพระราชบัญญัติคุ้มครองข้อมูลส่วนบุคคล พ.ศ. 2562)





ลักษณะการบริการ : ให้คำปรึกษาและจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม

บริษัท วิชั่น อี คอนซัลแทนท์ จำกัด ก่อตั้งขึ้นในปี 2548 โดยกลุ่มผู้เชี่ยวชาญทางด้านสิ่งแวดล้อมที่มีประสบการณ์มากกว่า 25 ปี มีปณิธานมุ่งมั่นในการให้บริการงานศึกษาทางด้านสิ่งแวดล้อมให้แก่หน่วยงานราชการและเอกชน ด้วยประสบการณ์ บุคลากร และเครื่องมือที่ทันสมัยได้ตามมาตรฐานของหน่วยงานราชการ และตรงความต้องการของลูกค้า ทั้งทางด้านขอบเขตการศึกษา ระยะเวลา และงบประมาณ บริษัทฯ จึงสามารถให้บริการทางด้านสิ่งแวดล้อม ครอบคลุมทุกระยะของการพัฒนาโครงการด้านปิโตรเลียม อุตสาหกรรม ปิโตรเคมี พลังงาน และสาธารณสุขปลอดภัยพื้นฐาน เป็นต้น

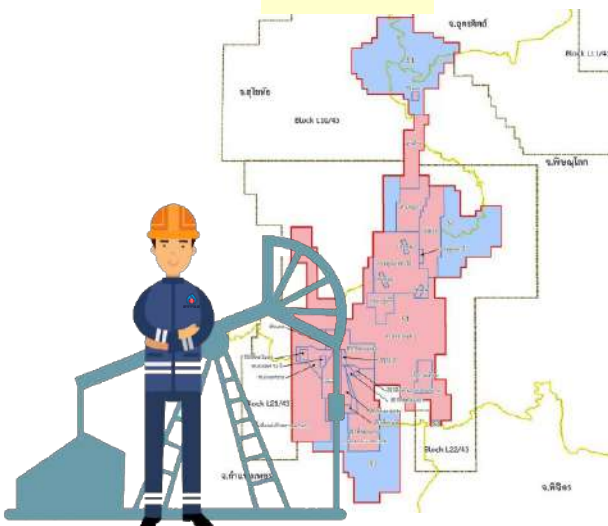
ปี 2548	จดทะเบียนบริษัท กับกรมพัฒนาธุรกิจการค้า
ปี 2550	ได้รับใบอนุญาตเป็นผู้มีสิทธิทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.)
ปี 2559	ขึ้นทะเบียนที่ปรึกษา ประเภทนิติบุคคล หมายเลข 2187 ระดับ 1 สาขาสิ่งแวดล้อม กับศูนย์ข้อมูลที่ปรึกษา สำนักงานบริหารหนี้สาธารณะ กระทรวงการคลัง
ปี 2560	ได้รับรับรองเป็นผู้มีสิทธิจัดทำรายงานด้านสิ่งแวดล้อม และรายงานการปฏิบัติตามมาตรการป้องกัน แก้ไข ลด ติดตามและตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม ระบบการขนส่งก๊าซทางธรรมชาติทางท่อ โดยกรมธุรกิจพลังงาน



## ที่มาของการดำเนินกิจกรรมโครงการ

บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด  
เป็นผู้ได้รับสัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 1/2522/16  
โดยได้ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมาอย่างต่อเนื่อง  
(ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 - ปัจจุบัน)

### แปลงเอส 1



ในระหว่างที่มีกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะต้องมีการ  
ตรวจประเมินการปฏิบัติตามมาตรการ ฯ ตามที่ระบุไว้ใน  
รายงาน EIA หรือรายงานเปลี่ยนแปลงฉบับล่าสุด



เผยแพร่ข้อมูลผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ  
ของโครงการ และรับฟังความคิดเห็นของประชาชน



นำเสนอผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ  
ของโครงการ ต่อหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

## วัตถุประสงค์



เพื่อชี้แจง และเผยแพร่ข้อมูลการปฏิบัติ  
ตามมาตรการฯ ของโครงการ ให้ประชาชน  
ได้รับทราบ



เพื่อรับฟังความคิดเห็น ข้อเสนอแนะ  
ข้อร้องเรียนที่ชุมชนอาจได้รับจากการดำเนิน  
โครงการ เพื่อเป็นแนวทางแก้ไขและปรับปรุง  
การดำเนินงาน

## กิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียง



## การตรวจประเมินผลการปฏิบัติตามมาตรการของโครงการ



บริษัท วิชั่น อี คอนซัลแทนท์ จำกัด

เป็นบริษัทที่ปรึกษาด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นผู้ตรวจสอบ  
และจัดทำรายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการฯ



### การปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและ แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม

- ✓ ดำเนินการตรวจประเมินในวันที่ 5 กรกฎาคม พ.ศ. 2566 พบว่า บริษัทฯ ได้ปฏิบัติตาม มาตรการครบทุกข้อ ตลอดระยะดำเนินการผลิต ปีโตรเลียมผ่านระบบท่อลำเลียงอย่างครบถ้วน



### การติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

- ✓ ดำเนินการติดตามตรวจสอบด้านสังคม และ อาชีวอนามัยและความปลอดภัยตลอดทั้งปี 2566

Slide No. 7



## การปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและ แก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในระยะผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม





## แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) ไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)



ตั้งอยู่ที่ ต.นิคมพัฒนา อ.บางระกำ จ.พิษณุโลก

รายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ฉบับล่าสุด (ครั้งที่ 1)

### 1. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม

- ✓ ด้านคุณภาพน้ำผิวดิน น้ำใต้ดิน
- ✓ ด้านอุทกธรณีวิทยา และคุณภาพน้ำใต้ดิน
- ✓ ด้านการคมนาคมขนส่ง
- ✓ ด้านการจัดการของเสีย
- ✓ ด้านการเกษตรกรรม
- ✓ ด้านสภาพเศรษฐกิจและสังคม
- ✓ ด้านสุขภาพอนามัยของประชาชน
- ✓ ด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัยพนักงาน
- ✓ ด้านการรั่วไหลของน้ำมันขณะขนส่ง

### 2. มาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม ในกรณีเหตุการณ์ไม่ปกติ

- ✓ ด้านการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด
- ✓ ด้านการรั่วไหลของสารเคมี และน้ำมัน
- ✓ ด้านการเกิดอุทกภัย
- ✓ ด้านการเกิดวาตภัย (พายุฤดูร้อน)

Slide No. 9

## การปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม :

### ด้านคุณภาพน้ำผิวดิน น้ำใต้ดิน

01



ถาดรองน้ำมัน

- ✓ ใช้ถาดรองน้ำมันเมื่อซ่อมบำรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ในการผลิต



การตรวจสอบความหนาของท่อ

- ✓ จัดให้มีการตรวจสอบและบำรุงระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม เช่น การตรวจสอบความหนาของท่อ เป็นต้น



รางระบายน้ำและบ่อคอนกรีต

- ✓ ตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบระบายน้ำ และบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) ภายในฐานหลุมผลิต

Slide No. 10



ห้องสุขา

- ✓ มีห้องสุขาภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิต และมีการติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank)



รางระบายน้ำและบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit)

- ✓ อุปกรณ์หรือสารเคมีที่มีความเสี่ยงต่อการปนเปื้อนจะติดตั้งบนพื้นดาดคอนกรีตที่มีรางระบายน้ำล้อมรอบ ซึ่งจะถูกรวบรวมไปที่บ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) และนำไปบำบัดที่ระบบ API Separator ของสถานีผลิตลานกระบือ



ถาดรองน้ำมัน

- ✓ จัดให้มีถาดรองน้ำมันบริเวณวาล์วต่าง ๆ



- ✓ มีการควบคุมความเร็วรถไม่เกิน 55 กิโลเมตรต่อชั่วโมง บนทางหลวง และไม่เกิน 30 กิโลเมตรต่อชั่วโมง บนถนนลูกรัง และขณะขับผ่านพื้นที่ชุมชน



รถบรรทุก



- ✓ รถบรรทุกน้ำมันได้รับอนุญาตให้เป็นรถบรรทุกเชื้อเพลิงตามระเบียบของกรมการขนส่งทางบก และมีการติดตั้งอุปกรณ์ GPS และอุปกรณ์ปลอดภัยตามมาตรฐาน NFPA 385



ป้ายจราจร และสัญญาณไฟ

- ✓ มีการติดตั้งป้ายสัญลักษณ์ ป้ายเตือนต่าง ๆ และสัญญาณไฟ บริเวณทางร่วม/ทางแยก และทางเข้า-ออกฐานหลุมผลิต



ภาชนะรองรับของเสีย



มีภาชนะรองรับของเสียภายในพื้นที่ฐานหลุมผลิตอย่างเหมาะสม และแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ

- ของเสียไม่อันตราย
- ของเสียรีไซเคิล
- ของเสียอันตราย



น้ำเสียในบ่อคอนกรีตเก็บน้ำ (Concrete Pit) หากเพิ่มสูงขึ้น 3 ใน 4 ของระดับกักเก็บ พนักงานฝ่ายผลิตจะจัดให้รถสูบน้ำนำไปบำบัดที่ API Separator ที่สถานีผลิตลานกระบือ ก่อนอัดกลับลงสู่ชั้นใต้ดินระดับลึก



API Separator



หลุมอัดกลับน้ำ



จัดให้มีห้องสุขาประจำพื้นที่โครงการ และติดตั้งระบบบำบัดน้ำเสียแบบบ่อเกรอะ (Septic Tank) ในพื้นที่ฐานหลุมผลิต



บ่อเกรอะ (Septic Tank)



ติดตั้งระบบปล่อยเผาก๊าซเป็นปล่องแนวนอน (Horizontal Flare)



มีการพิจารณาจ้างพนักงานท้องถิ่นเข้ามาทำงานกรณีโครงการต้องแรงงานที่ไม่ต้องการความชำนาญพิเศษ







ป้ายจำกัดความเร็ว / ป้ายสะท้อนแสงแสดงขอบเขตแนวท่อของโครงการ



มีการติดตั้งป้าย/สัญลักษณ์แสดงขอบเขตแนวท่อ และเครื่องหมายเตือนต่าง ๆ ป้ายจำกัดความเร็ว ป้ายเตือนอันตราย และป้ายสะท้อนแสงแสดงขอบเขตแนวท่อของโครงการ



ร้วกันชนแนวท่อ



ติดตั้งคันชะลอความเร็ว (Rumble Strip) และติดตั้งร้วกันชนในบริเวณที่เป็นจุดเสี่ยงต่อการเกิดอุบัติเหตุ



มีการติดตั้งป้ายเตือนการสวมใส่อุปกรณ์ป้องกันอันตรายส่วนบุคคล และป้ายเตือนอันตรายต่าง ๆ



กำชับให้พนักงานและผู้รับเหมาทุกคนสวมใส่อุปกรณ์คุ้มครองความปลอดภัยส่วนบุคคล (PPE) ขณะปฏิบัติงาน



ติดตั้งสัญญาณเตือนภัยและปุ่มหยุดการทำงานฉุกเฉิน (ESD) ในพื้นที่ฐานหลุมผลิต



จัดให้มีอุปกรณ์ล้างตาบริเวณพื้นที่ฐานหลุมผลิต





เครื่องมือ/อุปกรณ์ดับเพลิงและจัดการน้ำมัน



การตรวจความหนาของท่อ



มีเครื่องมือ/อุปกรณ์ดับเพลิงและจัดการน้ำมัน  
ประจำตามฐานหลุมผลิต เพื่อความสะดวกในการใช้  
งานเมื่อเกิดเหตุรั่วไหลหรือเกิดอัคคีภัย



มีการตรวจสอบและบำรุงระบบท่อ  
ลำเลียงปิโตรเลียม โดยการสำรวจ  
ตรวจความหนา เป็นต้น

ด้านการเกิดอัคคีภัยและการระเบิด/ด้านการรั่วไหลของสารเคมีและน้ำมัน



โครงการต้องปฏิบัติตามแผนฉุกเฉินกรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมัน (Spill Management Plan)



จัดเตรียมแผนปฏิบัติการฉุกเฉินสำหรับการเกิดอัคคีภัยและการระเบิดของโครงการ และมีการ  
ฝึกซ้อมอย่างสม่ำเสมอ



## การปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม สำหรับเหตุการณ์ที่อยู่นอกเหนือการคาดการณ์ :

### ด้านการเกิดอุทกภัย

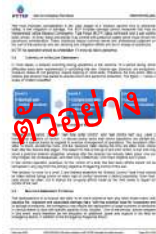


ตัวอย่างการมอบถุงยังชีพ ช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย



จัดเตรียมแผนการจัดการน้ำกรณีเกิดอุทกภัย รวมทั้งจัดให้  
พนักงานตรวจสอบระดับน้ำบริเวณพื้นที่ข้างเคียงพื้นที่ฐาน  
หลุมผลิตเป็นประจำ

### ด้านการเกิดวาตภัย (พายุฤดูร้อน)



ปฏิบัติตามแผนการตอบสนองต่อเหตุฉุกเฉิน S1  
Emergency response plan และ Blowout  
Contingency Plan



การติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
ในระยะผลิตผ่านระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม



- ❖ แนวท่อจากสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ไปยังฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)
- ❖ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) ไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)

## มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม :



จัดให้มีช่องทางการรับเรื่องร้องเรียนของประชาชน  
ที่เกิดจากการดำเนินโครงการ

- ได้แก่
- โทรศัพท์ 0 5573 1150
  - ผ่านพนักงาน เจ้าหน้าที่ชุมชนสัมพันธ์
  - สำนักงานลานกระบือ ณ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์  
(ต.ลานกระบือ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร)



กรณีเกิดอุบัติเหตุในระยะดำเนินการผลิต  
ปิโตรเลียม จะทำการจดบันทึกสถิติการเกิด  
อุบัติเหตุหรือเหตุการณ์ผิดปกตินั้น **และ**  
จะดำเนินการแก้ไขโดยเร็ว

**ตัวอย่างเอกสารบันทึกการเกิดอุบัติเหตุ**

No.	Location	Equipment	Incident Date	Incident Time	Location	Incident Description	Incident Cause	Incident Effect	Incident Result
1	NTM-A (NTM-A)	NTM-A	12/01/2012	10:00 AM	NTM-A (NTM-A)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
2	NTM-B (NTM-B)	NTM-B	12/01/2012	10:00 AM	NTM-B (NTM-B)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
3	NTM-C (NTM-C)	NTM-C	12/01/2012	10:00 AM	NTM-C (NTM-C)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
4	NTM-D (NTM-D)	NTM-D	12/01/2012	10:00 AM	NTM-D (NTM-D)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
5	NTM-E (NTM-E)	NTM-E	12/01/2012	10:00 AM	NTM-E (NTM-E)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
6	NTM-F (NTM-F)	NTM-F	12/01/2012	10:00 AM	NTM-F (NTM-F)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
7	NTM-G (NTM-G)	NTM-G	12/01/2012	10:00 AM	NTM-G (NTM-G)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
8	NTM-H (NTM-H)	NTM-H	12/01/2012	10:00 AM	NTM-H (NTM-H)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
9	NTM-I (NTM-I)	NTM-I	12/01/2012	10:00 AM	NTM-I (NTM-I)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...
10	NTM-J (NTM-J)	NTM-J	12/01/2012	10:00 AM	NTM-J (NTM-J)	Incident description: ...	Incident Cause: ...	Incident Effect: ...	Incident Result: ...

Slide No. 21

- ❖ แนวท่อจากสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A) ไปยังฐานหลุมผลิตทุ่งใหญ่-เอ (TYI-A)
- ❖ แนวท่อลำเลียงปิโตรเลียมจากฐานหลุมผลิตหนองตูม-บี (NTM-B) ไปยังสถานีผลิตย่อยหนองตูม-เอ (NTM-A)

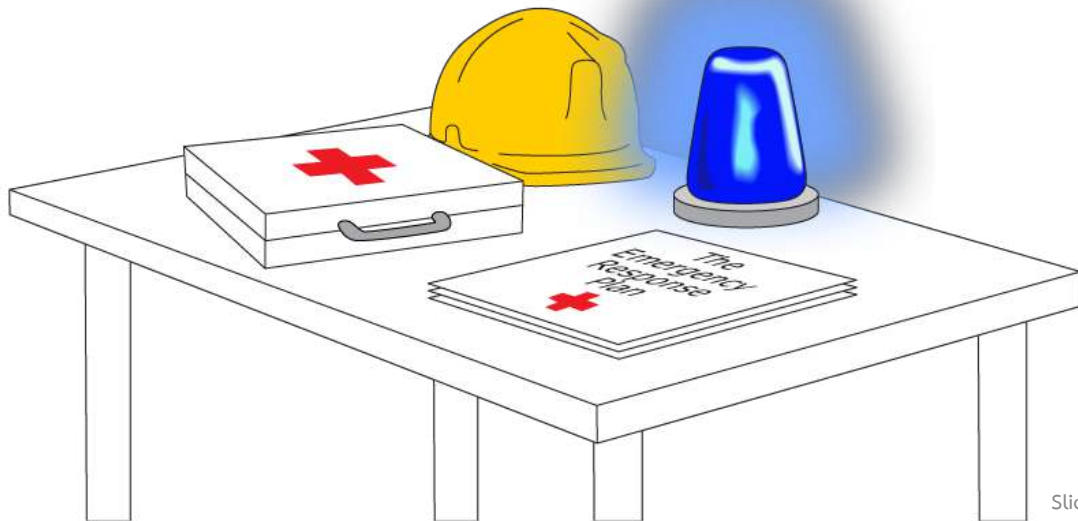
## มาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

กรณีเกิดการรั่วไหลของน้ำมันดิบ :

ทั้งนี้ จากการดำเนินงานในระยะผลิตผ่านแนวท่อลำเลียงปิโตรเลียม ไม่มีเหตุการณ์รั่วไหลของ  
น้ำมันดิบแต่อย่างใด ดังนั้นจึงไม่ได้มีการเก็บตัวอย่างเพื่อติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม

Slide No. 22

## การเตรียมความพร้อมสำหรับการตอบสนองเหตุฉุกเฉิน



## ระบบน้ำดับเพลิง อุปกรณ์ป้องกันและระงับอัคคีภัย และรถดับเพลิง





## อุปกรณ์และทีมเก็บกู้คราบน้ำมัน



## การฝึกซ้อมแผนเชิงบูรณาการร่วมกับหน่วยงานท้องถิ่น



ในปี 2565 ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการซ้อมแผนฉุกเฉินเชิงบูรณาการร่วมกับหน่วยงานท้องถิ่น ได้แก่

- อบต.บึงพระ
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
- สถานีตำรวจภูธรวังน้ำคู้
- รพ.กรุงเทพพิษณุโลก
- ท่าอากาศยานพิษณุโลก

ในระหว่างวันที่ 25 สิงหาคม 2565 ณ คลังน้ำมันดิบบึงพระ ตำบลบึงพระ อำเภอเมือง จังหวัดพิษณุโลก

## การซ้อมแผนฉุกเฉินร่วมกับชุมชนที่อยู่ใกล้บริเวณแนวท่อ



ในปี 2566 ปตท.สผ. ได้จัดให้มีการซ้อมแผนฉุกเฉินร่วมกับชุมชนบริเวณแนวท่อก๊าซที่อยู่ในระยะ 50 เมตร จากกึ่งกลางแนวท่อทั้ง 2 ฝั่ง ในระหว่างวันที่ 2-6 ตุลาคม 2566

## การดำเนินกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม (CSR)





บริษัทร่วมเป็นส่วนหนึ่งกับชุมชนในพื้นที่ปฏิบัติงานผ่านการสนับสนุนกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม โดยมุ่งเน้นการส่งเสริมและพัฒนาในแต่ละด้าน ดังนี้



Slide No. 29

	ความต้องการพื้นฐาน (Basic Needs)	กำแพงเพชร	พิษณุโลก	สุโขทัย
1.1	โครงการ “พัฒนาโรงพยาบาลลานกระบือ”			
1.2	โครงการ “พัฒนาศักยภาพโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล” ในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
1.3	โครงการ “ส่งเสริมเกษตรกรรม การเลี้ยงและเพาะพันธุ์แพะเบงกอล”			
1.4	โครงการ “พัฒนาทักษะงานช่างพื้นฐาน แก่เยาวชนในเขตพื้นที่ปฏิบัติงาน โครงการเอส 1”			
1.5	โครงการ “ลานกระบือรวมใจมุ่งไปสู่ความเป็นมืออาชีพ”			
1.6	โครงการ “รักเพื่อนบ้าน”			



Slide No. 30



## ความต้องการพื้นฐาน (Basic Needs)

		กำแพงเพชร	พิษณุโลก	สุโขทัย
1.7	โครงการ “ปตท.สผ. พบ ชุมชน”			
1.8	โครงการ “ส่งเสริมและพัฒนาอาชีพเกษตรกรและชุมชน”			
1.9	โครงการ “สื่ออาสาพัฒนาชุมชน”			
1.10	โครงการ “ปตท.สผ. ช่วยเหลือภัยพิบัติ”			
1.11	กิจกรรมบริจาคโลหิต			



## การศึกษา (Education)

		กำแพงเพชร	พิษณุโลก	สุโขทัย
2.1	โครงการทุนการศึกษา “ปตท.สผ. โครงการเอส 1” และ “เพชร เอส 1”			
2.2	โครงการ “นักศึกษาฝึกงาน”			
2.3	โครงการ “ส่งเสริมพัฒนาภาษาอังกฤษโรงเรียนในพื้นที่ปฏิบัติงาน”			
2.4	โครงการ “PTTEP English Quiz” (ร่วมกับ วิทยาลัยนานาชาติ มหาวิทยาลัยเนเธอร์แลนด์ จ.พิษณุโลก มีผู้เข้าร่วมจาก 9 จังหวัดภาคเหนือตอนล่าง)			
2.5	โครงการ “พัฒนาศักยภาพครูภาษาอังกฤษระดับประถมศึกษา” ในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
2.6*	โครงการ “โรงเรียนประชารัฐ” & “School Bird”			







## สิ่งแวดล้อม (Environment)

		กำแพงเพชร	พิษณุโลก	สุโขทัย
3.1	โครงการ “ส่งเสริมและพัฒนาระบบกสิกรรมด้วยศาสตร์พระราชาสู่ความยั่งยืน” (โคก หนอง นา โมเดล และ ธนาคารน้ำใต้ดิน)			
3.2	โครงการ “ฟาร์มขนาดเล็ก (Mini-Farm)”			
3.3*	โครงการก๊าซธรรมชาติเพื่อเกษตรกรชุมชนและสิ่งแวดล้อม			



## วัฒนธรรม (Culture)

		กำแพงเพชร	พิษณุโลก	สุโขทัย
4.1	การทอดกฐิน ปตท.สผ. โครงการเอส 1			
4.2	การทำบุญถวายเทียนพรรษา วัดในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
4.3	กิจกรรม “วันเด็กแห่งชาติ”			
4.4	โครงการ “วิ่งการกุศลประจำปี” (S1 Fun Run)			
4.5	โครงการ “หนูรักกีฬา กับ ปตท.สผ”			
4.6	โครงการ “ปตท.สผ. ฟุตซอลคัพ”			
4.7*	โครงการ “อนุรักษ์และพัฒนาพระราชวังจันทน์”			
4.8*	การสนับสนุนงานประเพณีประจำปี			



## S1 Project - Highlight Activities Photos (1)



สนับสนุนกิจกรรมวันเด็กแห่งชาติ



โครงการรักเพื่อนบ้าน



สนับสนุนกิจกรรมกีฬาในพื้นที่ปฏิบัติงาน



สนับสนุนกิจกรรมวันฉัตรมงคล-ประเพณี



ร่วมบันทึกเทปถวายพระพร



มอบอุปกรณ์ทางการแพทย์

## S1 Project - Highlight Activities Photos (2)



สนับสนุนกิจกรรมด้านการศึกษา



ส่งเสริมทักษะงานช่างพื้นฐาน



พิธีรับพระราชทานแพะพันธุ์แบล็คเบงกอล



ส่งเสริม-พัฒนาเยาวชนในพื้นที่



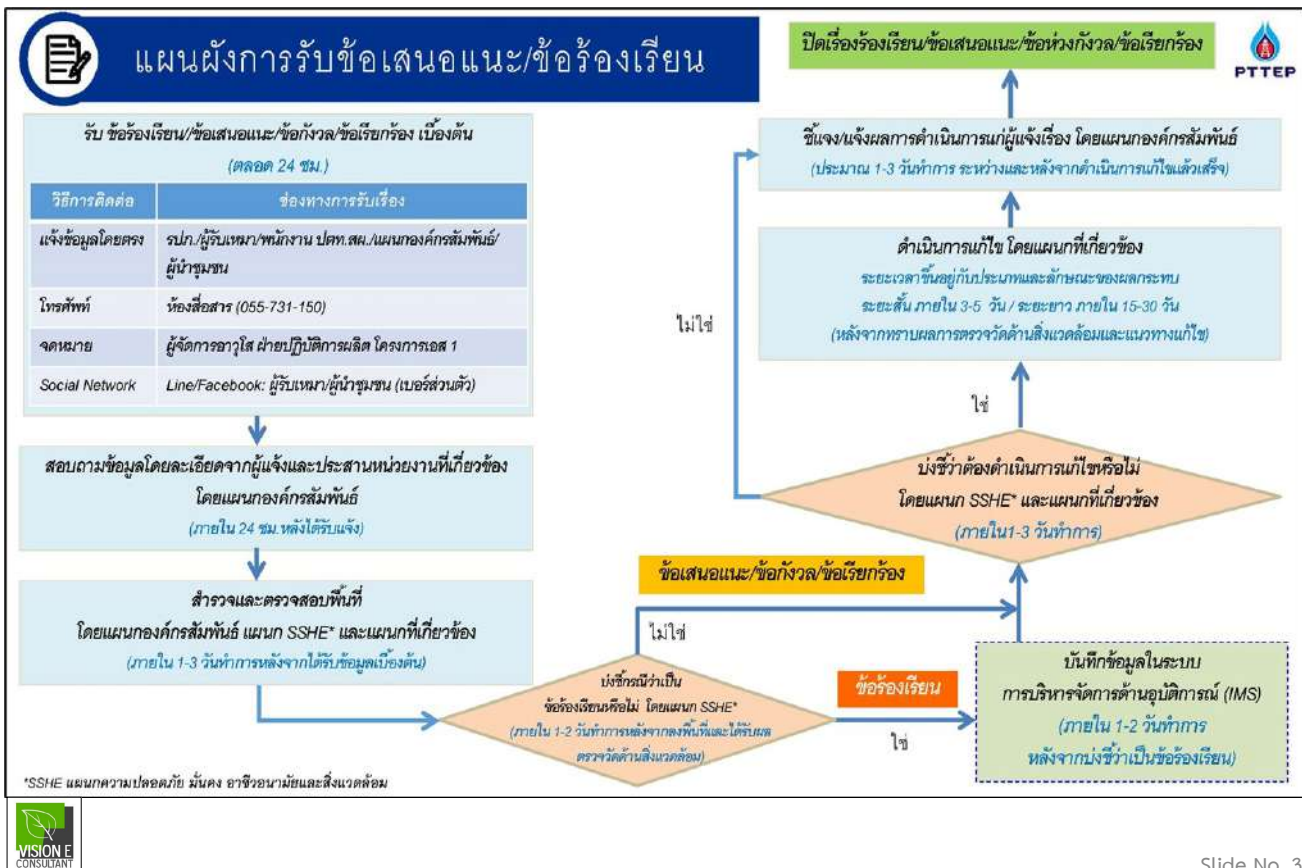
มอบถุงยังชีพ ช่วยเหลือผู้ประสบอุทกภัย



พิธีมอบทุนการศึกษา ปตท.สผ. โครงการเอส 1



## การติดต่อ ร้องเรียน และรับข้อเสนอแนะ



Slide No. 37

## การสำรวจทัศนคติและความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการ

จากรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม (EIA) และ/หรือรายงานการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดโครงการฯ ได้กำหนดมาตรการสำรวจทัศนคติและความคิดเห็นของประชาชนที่มีต่อโครงการฯ โดยเน้นกลุ่มเป้าหมายชุมชนที่อยู่ใกล้เคียงพื้นที่โครงการ ซึ่งมีวิธีการสำรวจ ดังนี้



จัดประชุมรับฟังความคิดเห็น และบันทึกผลการประชุม ข้อร้องเรียนต่าง ๆ



สอบถามด้วยแบบสอบถามทางเศรษฐกิจ-สังคม

- ☐ ดำเนินงานในช่วงเดือนตุลาคม พ.ศ. 2566
- ☐ ผู้รับผิดชอบงานสำรวจทัศนคติโดยใช้แบบสอบถาม



บริษัท วิชั่น อี คอนซัลแทนท์ จำกัด



Slide No. 38



Sirikit Oil Field  
CSR  
@s1csr



👍 ถูกใจแล้ว 🗨️ กำลังติดตาม ➡ แชร์ ...

+ เพิ่มเพื่อน



<https://www.facebook.com/s1csr/>



Slide No. 39

## ช่องทางการติดต่อสื่อสาร



แผนกองค์กรสัมพันธ์  
บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด  
หรือ ปตท.สผ. โครงการเอส 1 “แหล่งน้ำมันสิริกิติ์”  
เลขที่ 133 หมู่ที่ 2 ตำบลลานกระบือ  
อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร 62170

ผู้ประสานงานหลัก: ทีมงานชุมชนสัมพันธ์

อังคณา ศรีวันทนิยกุล (อึ้ง)

นาริรัตน์ ชุนกองฮอ (เจน)

อมรรัตน์ แสงอรุณ (ไบเตย)



0 5573 1150



บริษัท วิชั่น อี คอนซัลแทนท์ จำกัด  
คุณปชากร มุทธะสิทธิ์/คุณศศิภัฏฐ์ ธรรมปรีดี  
101/22 หมู่ที่ 2 ซอยมณีนยา ซอย 3 ตำบลไทรมา อำเภอมืองนนทบุรี  
จังหวัดนนทบุรี 11000 โทรศัพท์ 0-2965-8230-2 โทรสาร 0-2965-8233  
อีเมล vision@visione-consult.com



Slide No. 40



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

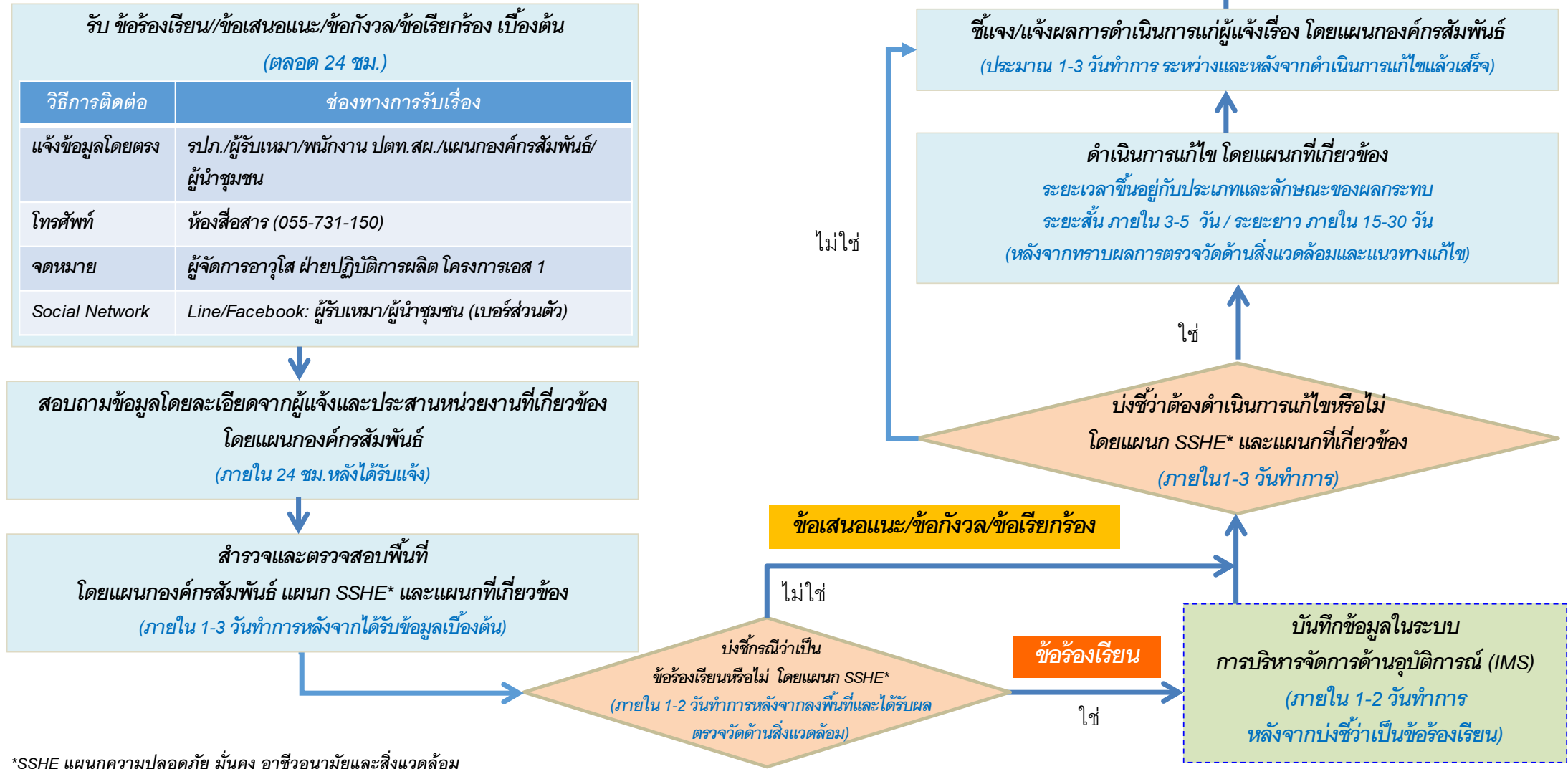
รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 7

แผนผังการรับข้อเสนอแนะ/ข้อร้องเรียน



# แผนผังการรับข้อเสนอแนะ/ข้อร้องเรียน





บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 8

รายงานสรุปสถิติอุบัติเหตุและข้อร้องเรียน  
(SSHE Performance and Complain)



# รายงานสรุปสถิติอุบัติเหตุและ ข้อร้องเรียน ปี 2566



## 2023 S1 SSHE PERFORMANCE



SSHE Indicators	2023 KPIs			2023 Performance		
	Low	Base	Stretch	S1	One Team One Goal	Status
<b>Lost Time Injury Frequency</b> (LTIF, No./MMhrs) – <i>Company One Team One Goal</i>	0.23	0.10	0	<b>0</b>	<b>0.13</b> (5 Cases)	●
<b>Total Recordable Injury Rate</b> (TRIR, No./MMhrs) – <i>PDD One Team One Goal</i>	0.80	0.56	0.33	<b>0.20</b> (1 MTC&1 RWDC)	<b>0.15</b> (2 cases; 2 RWDC) Company TRIR = 0.68 (31 cases)	●
<b>LOPC Tier 1 &amp; 2</b> (LOPCR, No./MMhrs, Production + Drilling)	0.11	0.07	0	<b>0.00</b>	NA	●
<b>Spill Rate</b> (Tonne/MMt Production) ( <i>1.3 MMt production</i> )	0.27	0.16	0	<b>0.002</b> (3 Liters)	NA	●
<b>Motor Vehicle Accident (MVA)</b> (No. of HPI & TRIR IOGP 365-5) – <i>PTN One Team One Goal</i>	3	2	0	<b>1</b>	<b>1</b>	●
<b>SSHE Plan Completion</b>	90%	100%	100% with closeout actions due in 2023 from corporate audit and incident	<b>100%</b>	NA	●
<b>GHG Emission Intensity Reduction (%)</b> – <i>Company One Team One Goal KPI</i>	13.3%	13.7% + net zero implementation	Base + new reduction initiatives	NA	<b>12.7%</b> (Forecast 13.0% as of Nov 23)	●
<b>GHG Emission Reduction from Initiatives / Projects (Tonne CO2e)</b>	116,720	125,146	133,572	<b>136,839</b> (Forecast 136,839)	NA	●

Staff  
979,311

Contractor  
9,197,557

2023 Total MH  
10,176,868

Cumulative MH without LTI  
10,856,951

as of 31/12/2023

Note: Last LTI on 07 Dec 2022, Last TRI on 13 Nov. 2023

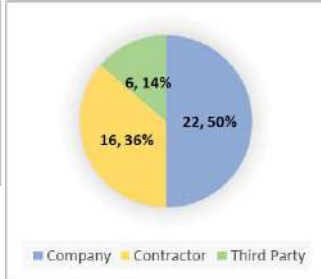


# 2023 S1 INCIDENT SUMMARY (as of 31 Dec 2023)

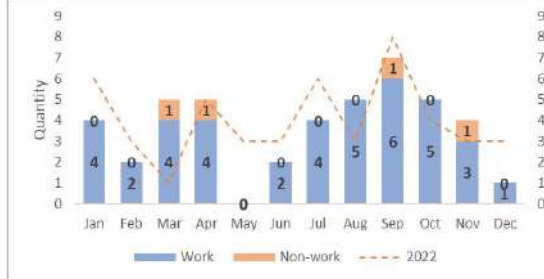


## S1 Event

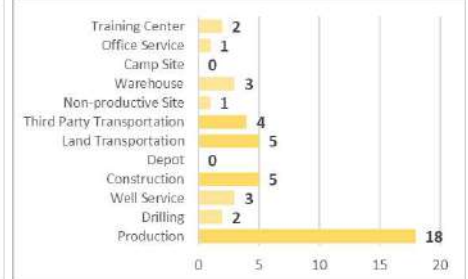
Incident	44
Near Miss	11
Illness	0
Occ. Illness	0



## 2022-2023 S1 Incident Case



## S1 Incident Case by Activity



## 5 Incident in Nov – Dec 2023

**HPI & RWDC:** Rig crew falls off from rig floor

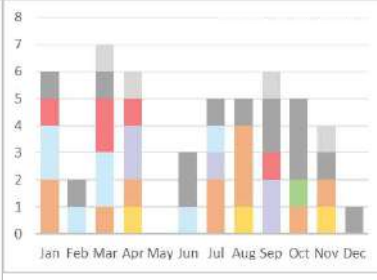
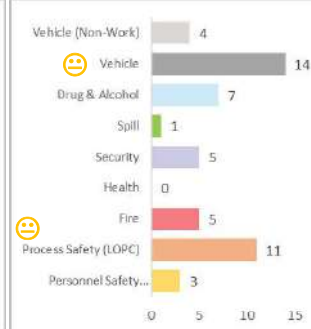
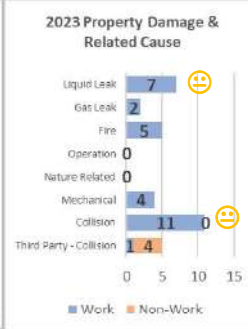
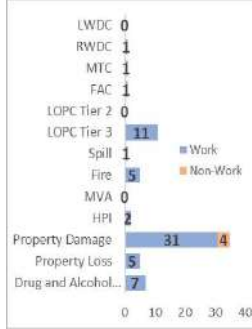
**Property Damage** (Land Transport)

- Third-party pickup truck collided with flowline
- A company van collided with a lightning pole foundation while backward.
- A TDS beam slid from a forklift and collided with a fence.

## LOPC Tier 3

- Hydrocarbon liquid leakage from the stuffing box of wellhead LKU-Z56

## Incident Case by Classification



The high trend of vehicle incidents in Sep-Nov

3

Energy Partner of Choice

# 2023 EIA Compliance Audit & Monitoring (CA&M) (Jan-Dec)



(as of 20 Dec 23)

Phase	Location (wellsite and Flow Line (FL))	Completion (Actual Done/Plan)
Construction	2 locations: <b>NTM-B_Ext and NTM-C</b>	2/2
FL Construction	New flow line: <b>NTM-H to NTM-A</b>	1/1
Drilling	well sites in Jan-Dec 2023: <b>NTM-C, YMG-A, NPG-F, LKU-T, LKU-ZD, NMM-Q (1<sup>st</sup>), LKU-ZJ, LKU-ZB, NTM-B, WTN-AA, TYI-A, WMW-A, WMG-B, NMM-C, LKU-A, LKU-S, WTN-B, LKU-CA</b> <i>Note: NPG-E, TRT-A, NMM-Q (2<sup>nd</sup>) (Postponed to 2024)</i>	18/18
Production	via existing 66 FLs and 34 well sites (Sirikit & LKU Area) <b>LKU-M</b>	1/1 Major Project
	via 20 FLs: <b>TRT-A to TRT-C, NMM-I to NMM-D, TRT-E to TRT-C, LKU-ZA to LKU-L, LKU-ZC to LKU-P, KMG-A to NTM-C, WTN-A to WTN-B to NTM-C to NTM-A, NTU-A to PKM-B, PKM-D to PKM-B, TYI-A to LKU-Y, NSA-A to TYI-A, YMG-A to TRT-A, NTM-B to NTM-A, PTO-D to NTM-B, PTO-D to PTO-A, NTM-A to TYI-A, PKM-E to PKM-B, LKU-FF to LKU-F, NMM-H to NMM-A, WTN-AA to WTN-A, NMM-B to LKU-A, PDA-A to NSG-A, PDA-C to PDA-A, LKU-ZJ to LKU-ZD ext.</b>	24/24
	21 well sites (Sub-stations (Permanent Locations) and MPF Units): <b>NTM-A, PTO-A, WMG-B, SPA-C, SPA-D, SPA-F, PTO-B, NOH-A, NOH-B, NSG-A, WME-E, NPG-A, NPG-E, PKM-A, PKM-B, STN-A, STN-B, LKU-ZB, WTN-C, NOH-C, PTO-F</b>	21/21
EIA CA&M Progress		<b>67/67</b> 100% completed
External Complaint (Number, case)		YTD 0

4

Energy Partner of Choice

## 2023 Environmental Performance (as of 31 Dec 23)



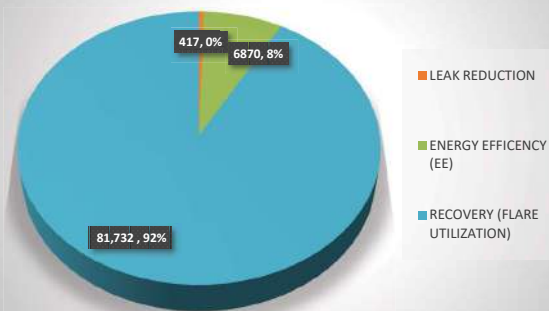
### ● GHG Reduction

2023 Reduction target (tCO2e)				GHG Reduction performance (tCO2e)		Status (vs Stretch Case)
Asset	Low	Base	Stretch	YTD	Year-end forecast	
S1	116,720	125,146	133,572	136,839	136,839	●

### 2023 S1 GHG Reduction Projects (Total = 16 projects)

NO.	Project	NO.	Project
1	S1 Flare Gas Utilization (STN-A CDM)	9	S1 New Flowline PTO-D to NTM-A
2	S1 HRSG (Phase I)	10	S1 New Flowline NMM-I to LKU-FSTN
3	S1 NTM-A Trunk Flow Line	11	S1 New Flowline NMM-B to LKU-FSTN
4	S1 F/S LP Flare Recovery	12	S1 New Flowline PDA-C to PDA-A
5	S1 Methane Reduction	13	S1 New Flowline WTN-AA to WTN-B
6	S1 HRSG (phase II)	14	S1 New Flowline PDA-A to NSG-A
7	S1 GHG Fuel Gas Optimization	15	S1 New Flowline LKU-ZB to LKU-ZC
8	S1 Gas Mobile Generator at PTO-B (Start Q1 2024)	16	S1 New Flowline WTN-C to WTN-A

### TYPE OF S1 GHG REDUCTION PROJECT



Energy Partner of Choice



ไม่มีเรื่องร้องเรียนปี 2566

Energy Partner of Choice



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 9

### S1 General SSHE Rules and Requirements Procedure



PTT Exploration and Production Public Company Limited



S1 General SSHE Rules and Requirements Procedure

13247-PDR-SSHE-505/08-R04

#### Approval Register

Document Subject	S1 General SSHE Rules and Requirements Procedure
Document Code	13247-PDR-SSHE-505/08-R04
Document Owner	PS1/S
Prepared by	Suebphong Nakhassadee (PS1/S) Kowan Boonruangjak (PS1/S) Arthita Kaewthong (PS1/S)
Effective Date	September 2021

## S1 General SSHE Rules and Requirements Procedure

Document Code: 13247-PDR-SSHE-505/08-R04

September 2021

### Review and Approve

	Name	Signature	Date
Document Custodian			17 Sep. 2021
Technical Reviewer			20 Sep 2021
			20 Sep 2021
			22 Sep 2021
			22 Sep 2021
			24 Sep, 2021
			28 Sep 2021
			29 Sep 2021
			30 Sep 2021
Document Owner			09 Oct 21
Approval Authority			09 Oct 21

THIS DOCUMENT WILL BE REVIEWED EVERY 5 YEARS FROM DATE OF APPROVAL OR REVISED EARLIER IF NECESSARY.

### TABLE OF CONTENTS

<b>INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
1. PURPOSE.....	1
2. SCOPE.....	1
<b>REQUIREMENTS</b>	<b>1</b>
3. S1 GENERAL SSHE RULES AND REQUIREMENTS.....	1
3.1 SSHE TARGET ZERO INCIDENT .....	1
3.2 ADOPTING THE LIFE-SAVING and PROCESS SAFETY RULES.....	1
3.3 ACCESS CONTROL AND PERSONAL IDENTIFICATION.....	3
3.4 SSHE INDUCTION .....	3
3.5 DRUGS, ALCOHOL AND KRATOM LEAF.....	4
3.6 INCIDENT REPORTING .....	4
3.7 GREEN OFFICE & 5S PROGRAM.....	4
3.8 STOP WORK AUTHORITY (SWA).....	5
3.9 ROAD SAFETY .....	6
3.10 WASTE MANAGEMENT.....	6
3.11 SMOKING AREA PROVISION .....	8
3.12 PERSONAL HEALTH AND HYGIENE .....	8
<b>APPENDICES</b>	<b>10</b>
APPENDIX A: STOP WORK AUTHORITY (SWA) EXERCISE .....	10
APPENDIX B: S1 DESIGNATED SMOKING AREAS .....	12
<b>ROLES AND RESPONSIBILITIES</b>	<b>13</b>
<b>DEFINITIONS AND ACRONYMS</b>	<b>15</b>
<b>REFERENCES</b>	<b>19</b>
<b>REVISION HISTORY</b>	<b>20</b>

## INTRODUCTION

### 1. PURPOSE

This S1 General SSHE Rules and Requirements demonstrate minimum SSHE requirements that all staff and contractors shall comply with to ensure that the activities are executed safely and cause no harm to personnel, asset environment and reputation.

### 2. SCOPE

The S1 general SSHE rules and requirements is applicable for all staff and contractors working in S1 operation areas.

## REQUIREMENTS

### 3. S1 GENERAL SSHE RULES AND REQUIREMENTS

#### 3.1 SSHE TARGET ZERO INCIDENT

Arise from SSHE management system set the specific number in strategic objective called “**SSHE Target Zero Incident**” which means;

- No personal injury
- No security concern
- No environmental impact such as spill
- No major accident
- No public complaint impact to reputation/image

#### 3.2 ADOPTING THE LIFE-SAVING AND PROCESS SAFETY RULES

The Life-Saving and Process Safety Rules aim at preventing fatalities and process safety incidents. The rules' primary objective is to achieve the Company's aspiration of “Target Zero” and “Nobody gets hurt in our operations”.

Each rule consists of an icon and simple actions that individuals can take to prevent fatalities and loss. The rules are separated into two sets as listed in Figure 1 and Figure 2 below.

Personnel working under S1 operations facilities shall be trained or received appropriate briefing of Life-Saving and Process Safety Rules and shall follow and comply with Life-Saving and Process Safety Rules and other SSHE requirements. Violation of Life-Saving and Process Safety shall be reported to a supervisor or other provided channels such as SOC, HRC, Incident Management System (IMS) etc.

Life-Saving and Process Safety Rules shall be applied in risk assessment activities such as the JSA and Permit to Work meetings.

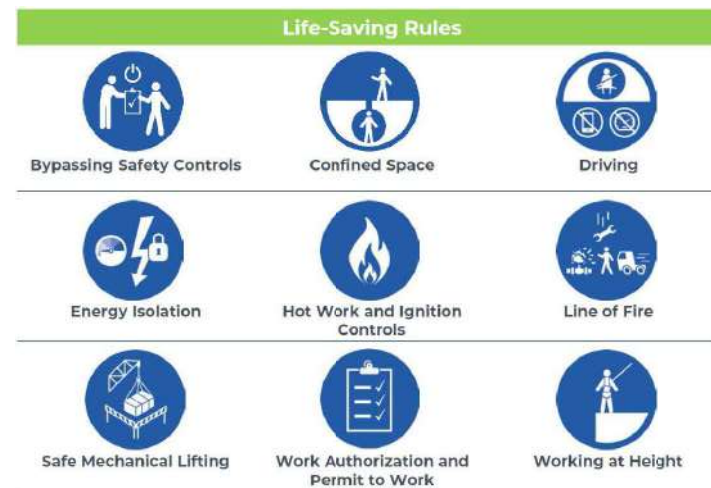


Figure 1: PTTEP Live Saving Rules



Figure 2: PTTEP Process Safety Rules



### 3.3 ACCESS CONTROL AND PERSONAL IDENTIFICATION

Security is a part of SSHE management system that maintain the integrity of people and assets away from crime, robbery and sabotages among social situation. PTTEP staffs, contractors, visitors and concerned person shall follow access control instruction and coordinate with security guard at all entrance gates. Citizen ID card and passport are the primary evident to express themselves and change to the specific ID cards as below pictures.



Figure 3: Type of Identification Card (Staff & Contractor)

### 3.4 SSHE INDUCTION

S1 has established an induction program to welcome every new, newly transferred, and promoted employee to the S1 Asset. SSHE induction program is intended to familiarize these employees with the S1 Organization and to introduce them to the PTTEP Vision and Missions, SSHE Policy and strategic objectives for the development of safe, secured, healthy, and environmentally responsible workforces.

SSHE induction is mandatory for all personnel as describe below and shall take place as soon as is practicably possible after arrival.

- New staffs/contractors who is first time and/or transferring to work at S1 Asset;
- The person who has not been in S1 asset more than 6 months;
- Visitors or business partner who is working within one day.

Once employees have gone through the induction program, they shall receive more in-depth job-related training to prepare them for the work that they will be expected to do. This training shall depend on the duties assigned and the prior education and experience background of each individual.

Apart from the SSHE Induction program, all PTTEP newcomer and contractor personnel who working as organic staff in S1 operations are required to attend the S1 SSHE familiarization Program as specified in S1 SSHE Familiarization Program Procedure.

### 3.5 DRUGS, ALCOHOL AND KRATOM LEAF

It is the employee's responsibility to be fit for work. Employees shall be prohibited from being on company business or locations while impaired by drugs, alcohol or Kratom leaf. Using illegal drugs, alcohol or Kratom leaf, or misusing legal drugs or other substances, will be influenced and reduce their ability to perform their job safely.

Department of Mineral Fuels (DMF) defines drugs, Kratom leaf and alcohol regulation to ensure the person who is performing at concession area must have 0.00 % BAC. If the second test is positive, do not enter to the company's premise for 72 hours and consequentially report to DMF. Disciplinary action in accordance with HR Policy. Such action is also subject to the related local laws.

There are various kinds of alcohol testing are as follows;

- **Pre-employment Testing.**
- **Testing before placement in sensitive position and sensitive areas.**
- **Random and periodic (screening) testing** which is without cause.
- **Testing with cause** after incident taken place if positive result, employee is recommend to leave without pay and may be requested by police authority or under the court-of-law.

### 3.6 INCIDENT REPORTING

PTTEP support and admires the staffs, contractors and involved person to inform near miss, accident and public or environmental complain to the LKU telecommunication room for further notifying to concerned parties and relevant person. All incidents shall be recorded in computerized PTTEP Incident Management System (IMS).

Incident reporting and investigation process shall be followed and compliance with PTTEP Incident Management Standard.

### 3.7 GREEN OFFICE & 5S PROGRAM

S1 receives 'Gold Level' Green Office Award 2020 from the Department of Environmental Quality Promotion. Green Office Award is given to leading organizations that have made efforts to reduce energy consumption, minimize carbon footprint and implement green practices in their offices/operations and sustain a healthy workplace.

5S (Sorting, Setting in Order, Systematic Cleaning, Standardizing, Sustaining) Program is a structured program to systematically achieve well organization, cleanliness and standardization which result in a safer, more efficient and more productive operation. 5S Program is considered as a component of the green office. It is recommended that all personnel adopt the concept of 5S program and integrate it as part of their daily work routine.





Figure 4: 5S during cleaning & completed cleaning

### 3.8 STOP WORK AUTHORITY (SWA)

Stop Work Authority (SWA) is the prevention campaign when unsafe act and unsafe condition are found in workplace.

Stop Work Authority exercise is a tool to monitor SSHE awareness and leadership of staffs and contractor for proactive cultures and dare to stop any non-conformances of safe practice. Example of Stop Work Authority Exercise is illustrated in Appendix A. Stop Work Authority (SWA) Forms, both in Thai & English, are available on S1 Document Database > SSHE > 10: SSHE Forms.

Four factors that can be stopped in personal, tools, equipment and undesirable SSHE practices are as the following diagram.



Figure 5: Stop for Safety (4-STOP)

### 3.9 ROAD SAFETY

Most numbers of S1 asset activities concern to road, traffic hazards which causes the high severity to drivers and passengers. Defensive driving, the foreseen awareness to identify and rapid assess the front sight and decide to control the vehicle safely. Drivers shall adhere as the followings:

- Evaluate yourself and ensure fit to drive in any traffic condition.
- Use BEWAGON technic to check readiness of vehicles.
- Fasten seat belt and do not sit on the undersigned seat from manufacturers.
- Keep baggage in place at provided area to obstruct another vehicles on traffic lane.
- Do not use mobile phone or simultaneous act while driving.
- Keep velocity under that traffic condition and also being compliance to laws, rules and regulations.
- Journey management plan (JMP) shall be done in case the long journey, night driving and heavy load transportation.

ขีดจำกัดความเร็ว สำหรับยานพาหนะของ ปตท.สผ. โครงการเอส 1 PTTEP S1 Asset Vehicles Speed Limit				
รถบรรทุกหนัก Heavy Vehicle (HV)		บนถนนทางหลวง Highways	ถนนลูกรัง Laterite Roads	ภายในพื้นที่บริษัท Inside Installations
 รถบรรทุกน้ำมัน Crude Oil Tanker	 8 ล้อ ขึ้นไป ≥ 8 wheel truck	<div>55</div> กม./ชม. km./hr	<div>30</div> กม./ชม. km./hr	<div>20</div> กม./ชม. km./hr
		หมายเหตุ: ความเร็วต้องไม่เกินป้ายจราจรที่กำหนดไว้ และ อาจปรับตามความเหมาะสมเมื่ออยู่ในเขตชุมชน เพื่อไม่ให้เกิดฝุ่น		
				
รถขนถ่ายขนาดเล็กและรถตู้ Light Vehicle (LV) & Minibus		บนถนนทางหลวง Highways	ถนนลูกรัง Laterite Roads	ภายในพื้นที่บริษัท Inside Installations
 รถเก๋ง Saloon car	 รถกระบะ Pickup	 รถตู้ Minibus	<div>80</div> กม./ชม. km./hr	<div>40</div> กม./ชม. km./hr
		<div>20</div> กม./ชม. km./hr	<div>20</div> กม./ชม. km./hr	<div>20</div> กม./ชม. km./hr
				

Figure 6: PTTEP S1 Asset Vehicles Speed Limit

### 3.10 WASTE MANAGEMENT

Waste management system which is aligned with Corporate Waste Management Procedure and Notification of Department of Mineral Fuel on Waste Management Standard for Petroleum Facility B.E. 2556.

The hierarchy of waste management is expressed in terms of reduction, reuse, recycling, recovery and finally residue treatment and disposal.



Figure 7: Waste Management Hierarchy

The waste generator shall classify waste into two main categories which are HAZARDOUS WASTE and NON-HAZARDOUS WASTE. Classification of waste process shall begin with identification of waste characteristic and its original source.

Waste management life cycle starts from waste identification from operations, segregation, packaging, labeling, transportation, disposal providers and reporting the inventories.

S1 asset provides containers (bin) of specific type of waste at every part of workplace to meet the proper cleanliness and hygiene.



Figure 8: Examples of Garbage containers (bin) in S1 operations

### 3.11 SMOKING AREA PROVISION

Passive smoking, also known as second-hand smoke or environmental tobacco smoke, is when a person breathes in toxic fumes. The person who never smoked, shall aware the health effects when nearby smoker(s).

Smoking is only allowed in designated smoking areas where is provided for fulltime (24 hours) and specific office hours (07:30 - 16:30 hrs.) as Appendix B. Smoker shall be responsible for cleanliness by throwing away cigarette butts into provided sand bin and also correct type of garbage containers.

In addition, they are not allowed while in Company/Contractor vehicle.

### 3.12 PERSONAL HEALTH AND HYGIENE

Staffs, contractors and concerned parties usually use company's provision of facilities which has personal distancing less than 1 - 2 meters. There may be enormous contamination and epidemiology of virus to harm human's health in workplaces.

S1 SSHE Asset and Corporate Doctors recommend to all facility users shall protect themselves by wearing specific protective equipment, i.e., natural rubber gloves, surgical mask (if preferable) whenever sharing these common facilities.

Safety boots and safety shoes are not allowed to inside the office, canteen and accommodation this may be contamination to common facilities or personal illness.



Figure 9: Personal Health Hygiene







Figure 10: Safety boots and shoes prohibited to inside building


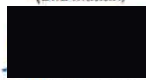

## APPENDICES

## APPENDIX A: STOP WORK AUTHORITY (SWA) EXERCISE

 <b>PTTEP</b>	<b>STOP WORK AUTHORITY (SWA) EXERCISE REPORT FORM</b>	Form No.: 10015-SUF-SSHE-FRM-002-R00
---	---	--------------------------------------

S1						
Part 1: Exercise Planning (แผนการซ้อมการหยุดงาน)						
<b>Subject (เรื่อง):</b>	Pretend to use mobile phone in hazardous area	<b>Location (สถานที่):</b>	NPG-A			
<b>Activity (กิจกรรม):</b>	SSHE Committee Walkabout Audit at NPG-A	<b>Date (วันที่):</b> 11 Feb 2021	<b>Issued by (จากงานใด):</b> Benjamaporn S.			
<b>Scenario (สถานการณ์การฝึกซ้อม):</b>						
PS1 conducts the SSHE Committee Walkabout Audit at NPG-A with S1 SSHE Committee Members. He brings the mobile phone along to the process area and use it to take a photo while conducting the audit.						
<b>Objective (วัตถุประสงค์):</b>						
<ul style="list-style-type: none"> <li>➢ To observe that worker will apply the stop work authority.</li> <li>➢ To encourage all worker to response the stop work authority for roles and regulations information stop work policy must be held when found any violation.</li> </ul>						
<b>Observer (ผู้สังเกตการณ์):</b>						
<table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%; vertical-align: top;">           1) K. Vuthichai Kosthun (PS1/O)            2) K. Natthapong Vattanajareon (PS1/T)            3) K. Terawat Hensinsakul (PS1/M)            4) K. Teerachai Surahirun (PS1/P)            5) K. Tammanoon Chaipanyakul (OTN)            6) K. Sutthorn Domhom (PS1/S)         </td> <td style="width: 50%; vertical-align: top;">           7) K. Aungkoon Suphaphot (OTNW)            8) K. Bharkhoom Sripalboon (OTN)            9) K. Jittakorn Thongprom (PS1/P)            10) K. Surachai Japanya (PS1/P)            11) K. Phoritakorn Yodchapheth (PS1/P)            12) K. Pairat Santiwong (ECMN)         </td> </tr> </table>					1) K. Vuthichai Kosthun (PS1/O) 2) K. Natthapong Vattanajareon (PS1/T) 3) K. Terawat Hensinsakul (PS1/M) 4) K. Teerachai Surahirun (PS1/P) 5) K. Tammanoon Chaipanyakul (OTN) 6) K. Sutthorn Domhom (PS1/S)	7) K. Aungkoon Suphaphot (OTNW) 8) K. Bharkhoom Sripalboon (OTN) 9) K. Jittakorn Thongprom (PS1/P) 10) K. Surachai Japanya (PS1/P) 11) K. Phoritakorn Yodchapheth (PS1/P) 12) K. Pairat Santiwong (ECMN)
1) K. Vuthichai Kosthun (PS1/O) 2) K. Natthapong Vattanajareon (PS1/T) 3) K. Terawat Hensinsakul (PS1/M) 4) K. Teerachai Surahirun (PS1/P) 5) K. Tammanoon Chaipanyakul (OTN) 6) K. Sutthorn Domhom (PS1/S)	7) K. Aungkoon Suphaphot (OTNW) 8) K. Bharkhoom Sripalboon (OTN) 9) K. Jittakorn Thongprom (PS1/P) 10) K. Surachai Japanya (PS1/P) 11) K. Phoritakorn Yodchapheth (PS1/P) 12) K. Pairat Santiwong (ECMN)					
Part 2: Exercise Findings and Recommendations (ประเด็นการฝึกซ้อมและข้อเสนอแนะ):						
<b>Item No. (ข้อ)</b>	<b>Finding Descriptions and Figures (รายละเอียดและรูปภาพ)</b>	<b>Recommendations (ข้อเสนอแนะ)</b>	<b>Action Party (ผู้ดำเนินการแก้ไข)</b>	<b>Target Date (วันที่กำหนดเสร็จ)</b>		
1.	Operator who was the area owner did not apply Stop Work Authority immediately while observing PS1 pretend to use the mobile phone in process area.	PS1 recommended all to stop work immediately when found any violation rule and regulation.	All	-		
<b>Exercise pictorial (รูปภาพการซ้อม):</b>						
						

		<b>STOP WORK AUTHORITY (SWA) EXERCISE REPORT FORM</b>		Form No.: 10015-SUP-SSHE-FRM-002-R00
<b>Summary of Exercise (บทสรุปของการซ้อม):</b> Does the exercise meet the objective? (การซ้อมตามแผนฉุกเฉินมีวัตถุประสงค์ที่วางไว้หรือไม่?) <input checked="" type="checkbox"/> Yes (ใช่) <input type="checkbox"/> No (ไม่ใช่)				
<b>Part 3: Review and Approve (ทบทวนและอนุมัติ)</b>				
Any additional comments and recommendations (ข้อเสนอแนะและข้อแนะนำอื่น ๆ):				
<b>SWA Role Player</b> (บทบาทสมมติ)   (VP,S1 Production Operation) Date: 11 Feb 21	<b>Prepared and reviewed by:</b> (เตรียมและทบทวนโดย) 1) Nattapong V. 2) Suthorn D. 3) Terawat H. Date: 11 Feb 21	<b>Approved by:</b> (อนุมัติโดย)   (VP,S1 Production Operation) Date: 11 Feb 21	<b>Distributed to (ส่งข้อมูลถึง):</b>  PS1 Staff, PTN SSHE	

Note: SWA Role Player/Supervisor or SSHE personnel shall assess and ensure of safety during the SWA exercise.

## APPENDIX B: S1 DESIGNATED SMOKING AREAS

### พื้นที่สูบบุหรี่นอกพื้นที่การผลิตและนอกอาคาร (24 ชั่วโมง)



ด้านข้างตึก 30 ปี



ด้านข้างอาคารที่พักสามกระเบื้อง



ด้านหน้าประตู 2



ด้านข้างอาคารแผนกซ่อมบำรุงสามกระเบื้อง



ด้านข้างอาคารจอดรถดับเพลิงสามกระเบื้อง

### พื้นที่สูบบุหรี่นอกพื้นที่การผลิตและนอกอาคาร (เฉพาะเวลาทำการ 07:30-16:30 น.)



ด้านหน้าอาคารศูนย์ฝึกอบรมและอาคารนิทรรศการสามกระเบื้อง

## ROLES AND RESPONSIBILITIES

Roles	Responsibilities
Document Owner	<p>The owner of the VP, Superintendent, SSHE section with responsibilities for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Issuing S1 SSHE Rules and Regulations and its revisions.</li> <li>■ Ensuring effective implementation of S1 SSHE Rules and Regulations.</li> </ul>
Document Custodian	<p>The custodian of the Standard is the VP, Superintendent, SSHE section, with responsibilities for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Identifying deficiencies and opportunities for improvements;</li> <li>■ Administrating &amp; analyzing the implementation of S1 SSHE Rules and Regulations Procedure for continual improvements;</li> <li>■ Initiating periodic revisions;</li> <li>■ Maintaining revision history and document status register; and</li> <li>■ Collecting and publishing all approved S1 SSHE Rules and Regulations;</li> </ul>
Document Reviewers	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Document Reviewers shall be relevant Subject Matter Experts (SMEs) or Technical Authorities (TAs), who are nominated by the document owner, based on qualifications, suitability of expertise and work experience.</li> <li>■ Nominated document reviewers shall scrutinize and comment on documents issued during the comment round.</li> <li>■ If there are a number of Departments or Divisions within the Company whereby the same disciplines apply, then reviewers shall be selected from those Departments or Divisions, so that there will be a cross-section of input.</li> </ul>
Document Controller	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ Maintains document records, monitors/ reports on document development progress, and manages the approval development process. This will include issuance of document coding when proposals for new documents are issued by Document Custodians.</li> <li>■ Provides the Document Custodian with a unique document code, after a document request has been received, and registered by the administrator.</li> <li>■ Collaborates with the Document Custodian, document author during document development, and with concerned Management to provide document review and update</li> </ul>

Roles	Responsibilities
	<p>information regarding the documentation activities on the Function Group / Division / Department yearly plan</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ Notifies the Document Custodian at least 30 days prior to the scheduled document review date.</li> <li>■ Ensures that the currency of SSHE documentation is maintained and accessible on the SSHE Intranet</li> </ul>

## DEFINITIONS AND ACRONYMS

Set out below are common specific terms presented in alphabetical order:

Term	Definition
Accident	Accident is an incident which has caused in actual injury or harm to people, damage to property, environmental impact, or negative impact to company reputation. Accidents involving injury to personnel may be further classified into: First Aid Cases (FAC), Medical Treatment Cases (MTC), Restricted Work Day Cases (RWDC), Lost time injury (LTI), Fatalities (FAT).
Asset	Refers to an operating Asset, site, or location within a respective Function Group.
Company	PTT Exploration and Production (Public) Co., Ltd. and PTTEP Siam Ltd.
Contractor	Contractor is a person employed by a Contractor or Contractor's Sub-Contractor(s) who is directly involved in execution of prescribed work under a contract with the reporting company.
Corporate	Refers to the PTTEP business groups hierarchically above Asset level, and located in the PTTEP headquarters, Bangkok.
Department	A subgroup within a Function Group, Division or Asset.
Division	A business group may have one or more distinct groups within its hierarchy. These are referred to as Divisions.
Function Group	Refers to a corporate level business group. These may have associated Divisions, Departments, or operational Assets within their hierarchy.
Guidelines	Refers to a corporate level business group. These may have associated Divisions, Departments, or operational Assets within their hierarchy.
Incident	An unplanned event or chain of events, which has resulted in injury or illness, damage to property, environmental impact, or negative impact on company reputation.
Legal professional privilege	A privilege that applies to communications, oral or in writing, made or brought into existence for the dominant purpose of obtaining or giving legal advice or assistance, or for use in existing or anticipated legal proceedings.

Term	Definition
Loss of Primary Containment	An unplanned or uncontrollable release of any material from containment, including non-toxic and non-flammable materials (e.g. steam, hot condensate, nitrogen, compressed CO2 or compressed air).  Primary containment refers to pipes, vessels, tanks etc ) see 7.3 for details of Tier 1 and Tier 2 in SSHE-106-STD-600 SSHE Incident Management Standard(.
Near Miss	Near Miss is an Incident which potentially could have resulted in actual injury or illness, damage to property, environmental impact or negative impact to company reputation.  Note: As a professional judgment and general rule of thumb when determining if an incident is a Near Miss or Property damage, the criteria that Near Miss is an incident where no loss has occurred, should be used.
Non- Conformance	A failure to comply with a requirement of company SSHE Management System (SSHE MS) and/or national and international laws and regulations.
Occupational Illness	Any abnormal condition or disorder, other than one resulting from an occupational injury, caused by exposure to environmental factors associated with employment. Occupational illness may be caused by inhalation, absorption, ingestion of, or direct contact with the hazard, as well as exposure to physical and psychological hazards. It will generally result from prolonged or repeated exposure. Examples: back problems/ lower limb disorders, cancer and malignant blood disease, infectious disease (food poisoning, malaria etc.) , mental ill health; noise induced hearing loss, silicosis, asbestosis, allergic bronchitis, asthma, synovitis, tenosynovitis, heat exhaustion, radiation exposure.
Occupational Injury	Any injury such as a cut, fracture, sprain, amputation etc. which results from a work-related activity or from an exposure involving a single incident in the work environment, such as deafness from explosion, one- time chemical exposure, back disorder from a slip/trip, insect or snake bite.
Performing Authority (PA)	The person who applies for a Work Permit, usually the foreman or supervisor responsible for the planning and execution of the work. The Applicant may be the person who will carry out the work.
Permit to Work System (PTW)	The Company's formal documented system by which safe working limits are set for authorized work.



Term	Definition
Procedures	Procedures define steps in identifying SSHE practices within PTTEP. They are specific, actions-orientated and describe processes, in compliance with SSHE Standards. Implementation of Procedure is mandatory.
Road Traffic Accident	An Incident which has involved a vehicle and which has resulted in Injury, illness and/ or damage ( loss) to people, assets, the environment or the Company's reputation.
SHE MS Standards	Mandatory requirements to ensure SSHE Policy compliance. Implementation of SSHE MS/Standards is mandatory throughout PTTEP.
Specifications	Specifications refer to PTTEP Internal Engineering Standards, which are incorporated into the PTTEP Engineering and General Specification (PEGS) System.
Spill	Spill is any loss of containment that reaches the environment, irrespective volume of quantity recovered. Examples include but not limited to condensate spill, diesel fuel or oil spill; aviation fuel spill, process chemical spill, and etc. Spill of produced water are excluded. Intentional discharges of drilling cutting and fluids during drilling activities are not considered as pollution/ spill but an accidental release of drilling fluids to the sea must be reported as a spill.
SSHE Policy	The highest level document containing a formal statement of principles that identifies expectations of PTTEP in managing SSHE.
Staff	Staff is a person employed by and on the payroll of the reporting company, including corporate and management personnel specifically involved in E&P industry. Persons employed under short-service contracts are included as Company employees provided they are paid directly by the company.
Supporting documents	Associated documents supporting the implementation of SSHE MS. These documents shall be consistent with SSHE Policy, Standards and Procedures. Example of Supporting Documents includes: SSHE plans, regulations, International and national technical references, minutes of meetings, SSHE risk assessment and monitoring records, etc.
Unsafe Act	An act by personnel or an unsafe condition which violates either written or unwritten common sense safety rules or procedures.
Work Related Activity	A work-related activity is an activity in a work environment, which is or ought to be subject to management controls.
Work Site	Any Company managed construction, maintenance or operating site outside the boundaries of a Production Site. (Includes road tanker operations and Contractors' yards, where such yards have been established specifically to serve the Company.)

Acronyms	Description
5S	Sorting, Setting in Order, Systematic Cleaning, Standardizing, Sustaining
ALARP	As Low As Reasonably Practicable
ECM/N	Engineering
IMS	Incident Management System
JSA	Job Safety Analysis
OLG/M	Material Yard
OTN/W	Well Services
PS1	VP, S1 Production Operations
PS1/L	Manager, Land Acquisition, Permits, and Operations Services Section
PS1/M	Superintendent, Maintenance
PS1/O	Manager, Oil Movement and Transportation
PS1/P	Superintendent, Production
PS1/S	Superintendent, SSHE
PS1/T	Manager, Production Operations Support
PTW	Permit To Work
SSHE	Safety, Security, Health and Environment
SSHE MS	Safety, Security, Health and Environment Management System



## REFERENCES

Document Code	Document Title
<b>PTTEP SSHE Controlling Documents</b>	
1038-STD-SSHE-000-R05	SSHE Management System
11038-STD-SSHE-301-R02	Corporate Oversight of SSHE MS Standard
11038-STD-SSHE-401-R06	SSHE Risk Management Standard
11038-STD-SSHE-601-R07	Incident Management Standard
11038-STD-SSHE-501-R05	Emergency and Crisis Management Standard
SSHE-106-PDR-521	Waste Management Procedure
2148-GDL-SSHE-603/00/01-R01	5S ( Sorting, Setting in Order, Systematic Cleaning, Standardizing, Sustaining) Guideline
11038-GDL-SSHE-507/00/06-R01	Drugs and Alcohol Guideline
11038-STD-SSHE-508-R06	Management of Change Standard
11038-STD-SSHE-510-R02	Life-Saving and Process Safety Rules Standard
12148-PDR-SSHE-505/42-R00	Permit to Work Procedure
10015-SUP-SSHE-FRM-002-R00	Stop Work Authority (SWA) Exercise
<b>Other Reference Documents</b>	
<a href="https://europeanlung.org/">https://europeanlung.org/</a>	Passive Smoking

## REVISION HISTORY

Rev.	Description of Revision
<b>0</b>	<b>Authorized by: DSO, Date: September 2010</b> ■ New document
<b>1</b>	<b>Authorized by: DSO, Date: May 2014</b> ■ Revised document
<b>2</b>	<b>Authorized by: DSO, Date: September 2014</b> ■ Revised document
<b>3</b>	<b>Authorized by: PNO, Date: December 2016</b> ■ Revised document
<b>4</b>	<b>Authorized by: PS1, Date: September 2021</b> ■ Revised the current S1 Quality and SSHE Standards. ■ Added the meaning of "SSHE Zero Target Incident". ■ Canceled SSHE work category such as PTW, JSA, Working in Confined Space, Working at High, Security Management which can be easily seen in Corporate and Site SSHE OP, Standard and Guideline. ■ Updated the new SSHE Campaigns and Practices for users such as Life-Saving Rules, Process Safety Rules, Green Office, 5S, SWA Exercise. ■ Added the new topic of Personal Health and Hygiene to prevent the enormous contamination and dangerous virus epidemiology. ■ Added S1 House's Rule such as safety shoes prohibited inside buildings and smoking at company's designated areas. ■ Updated Roles, Responsibilities, Definitions, Acronyms, Abbreviated Departments/Sections and References which are appropriated to current status.



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

ภาคผนวกที่ 10  
เอกสารบันทึกการตรวจสอบสุขภาพประจำปี

## รายงานผลการตรวจสอบสุขภาพ

(ข้อมูลส่วนบุคคล ได้รับการคุ้มครองไม่ต้องเปิดเผยตามกฎหมาย)

## รายงานผลการตรวจสอบสุขภาพ

(ข้อมูลส่วนบุคคล ได้รับการคุ้มครองไม่ต้องเปิดเผยตามกฎหมาย)



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 11

### Maintenance and Inspection Management





PTT Exploration and Production Public Company Limited

## S1 Production Operations

### Maintenance Guideline

### Maintenance and Inspection Management

Document Code: 13245-GDL-1-S1M-ALL-MMS-002-R04

October 2022



Maintenance and Inspection Management

13245-GDL-1-S1M-ALL-MMS-002-R04

Document Register	
Document Title:	Maintenance and Inspection Management
Document Code:	13245-GDL-1-S1M-ALL-MMS-002-R04
Document Author:	Terawat Hensirisakul; EDP-ALG Apisak Sri-Amorntham; PS1/M
Department/Division:	
Effective Date:	October 2022

Document Custodian			
Name	Position	Signature	Date
Apisak Sri-Amorntham	Superintendent, Maintenance		12.10.22

Document Technical Review			
Name	Position	Signature	Date
Wattana Ratchatamongkolchol	Senior Engineer, Reliability and Integrity		12.10.22
Apisak Sri-Amorntham	Superintendent, Maintenance		12.10.22

Document Approval			
Name	Signature	Date	
Document Owner:	Apisak Sri-Amorntham		12.10.22
Approval Authority:	Nattapong Vattanajaroen		02/11/22

This document shall be reviewed every 5 years from the date of approval or revised earlier if necessary.



Document Change History		
Date	Revision	Description of Change
	0	New issue
26-Apr-04	1	Issued after company ownership change
26-Sep-06	1.1	2 Yearly review
30-Jul-09	1.2	Change document no. from A72 to SMNT
28-Mar-13	2	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reformatted document</li> <li>Aligned with new PTTEP SSHE MS, ISO14001:2022 and OHSAS18001:2007 requirement</li> <li>Updated organizational indicators from JGO to DSO</li> </ul>
30-Sep-16	3	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reformatted to corporate template</li> <li>Updated organizational indicators</li> </ul>
02-Oct-22	4	<ul style="list-style-type: none"> <li>Renamed from "Maintain Wells and Facilities" to "Maintenance and Inspection Execution Management"</li> <li>Renumbering per new S1 document numbering</li> <li>Combine contents from SMNT-PN-01, 02, 03 and 04 into one document per 2021 OTR-RAI audit findings</li> </ul>



## Table of Contents

1.0	INTRODUCTION.....	1
2.0	SCOPE.....	1
3.0	KEY REQUIREMENTS .....	1
3.1	WOK FLOW DESCRIPTION .....	1
4.0	STRATEGY AND APPROACH.....	2
5.0	PLANNING AND SCHEDULING .....	5
5.1	RESPONSIBILITY FOR PLANING AND SCHEDULING .....	6
5.2	MAINTENANCE AND INSPECTION PLAN .....	7
5.3	PLAN AND SCHEDULE PROCESS .....	10
6.0	EXECUTION .....	13
6.1	SITE PREPARATION AND INTEGRITY ASSURANCE .....	13
6.2	TASK UNDERTAKING.....	15
6.3	HAND-OVER PREPARATION.....	16
6.4	WORK ORDER CLOSE-OUT .....	17
7.0	REVIEW AND IMPROVEMENT .....	18
8.0	ROLES AND RESPONSIBILITIES .....	20
9.0	DEFINITIONS .....	21
9.1	LANGUAGE.....	21
9.2	TERMINOLOGY.....	21
9.3	COMMON ACRONYMS .....	22
10.0	DOCUMENT REFERENCE LIST .....	23



## 1.0 INTRODUCTION

This document describes more what and how process of maintenance and inspection manage at Sirikit Oil Field (S1) asset. This document cascades down from Maintenance and inspection guideline 13245-GDL-1-S1M-ALL-MMS-001.

## 2.0 SCOPE

This guideline covers the followings:

- Several sources and formations of the maintenance and inspection strategy by selecting the most appropriate approach for the asset
- Concept of the maintenance and inspection approaches with appropriate options plans and definition of the resources required and the impact on production targets.
- Planning layer cascaded and rolled over to scheduling into execution step.
- Recommended key performance indicators for maintenance and inspections after execution.

## 3.0 KEY REQUIREMENTS

### 3.1 WOK FLOW DESCRIPTION

**Maintenance and Inspection Management** can be described in 4 major stages: Strategy and Approach, Planning & Scheduling, Execution, and Review & Improvement.

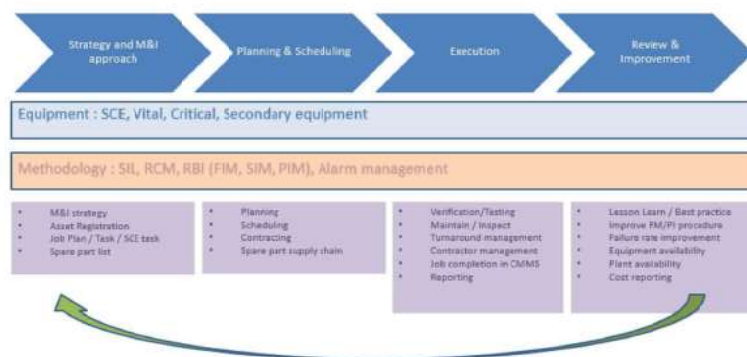


Figure 1 – Maintenance and Inspection Management



## 4.0 STRATEGY AND APPROACH

**Maintenance Approach** involves formulating maintenance and inspection strategies that conform to PTTEP objectives, reviewing, confirming, or updating requirements or assumptions.

Refer to high level maintenance and inspection direction well and facilities, the maintenance and inspection requirements are established the following approaches

### 4.1.1 The 5-Year Key-Activities roadmap

The 5-year key activities roadmap identifies key M&I activities that interrelated among other stakeholders to achieve mutual goals. MRP has been already incorporated.

Having been Integrated with RAI expectations, OMI co-KPI target, Production target, M&I cost, and manning strategy of S1 contributed by M&I, the 5-year key activities roadmap is purposefully used as reference to confirm whether approved budget is still adequate.

The 1<sup>st</sup> year is considered firm while the following years are changeable to suit business needs. However, maintenance and inspection activities that cause significant facility outage will require more detailed planning and integration into PTTEP Business Plans. The roadmap can be revised in yearly basis by default to ensure key M&I activities are addressed and well reconciled among stakeholders' needs.



Figure 2 – 5-Years key activities roadmap

### 4.1.2 Maintenance Reference Plan

Maintenance Reference Plan (MRP) is another set of maintenance and inspection tasks look ahead in high level for 5-10 years magnitude of time scale, associated OPEX/CAPEX, implications for the plant and equipment. MRP incorporates all constraints and business requirements underlying with equipment current condition is another main portion of maintenance.

**MRP often split apart from typical approach for non-routine M&I activities** such as upgrade, obsolescence management, and MOC related with debottlenecking or plant major change.

MRP is based on "Operation Philosophy" and "Maintenance and Inspection Philosophy" and sets the way things will be done according to business direction (FDP), current equipment reliability, integrity, performance, and statutory requirements as key drivers underlying with OEMS framework. MRP provides information needed to implement of Cost, Time, and Resources requirement over a long-term period in budgetary scale; i.e. accuracy could be slipped in certain extent up to 20-30%; the closest to current year will be more precise.



MRP determines what needs to be achieved in the years ahead, typically 10-years ahead with a one-year firm element, a four-year rolling element, and significant elements over the remaining life cycle. MRP can be updated either yearly, or any change based on field development and/or business plan catered for the original MRP.

S1 has recently reviewed its MRP in 2019 due to concession renewal via **12153-GDL-5-MMS-001**, and in 2022 LPG plant operating direction change via **13245-GDL-1-S1M-LKU-MMS-002**. Figure 3 gives one example of MRP deliverables in cost perspective along the life of LPG plant.



Unit: Million USD

Figure 3 – MRP example: case of LPG review in 2022 till EOC.

#### 4.1.3 Risk and Reliability Approach

Proactive approach drives via Criticality of Asset during Register. It is a list of the equipment on which maintenance and inspection activities are required and are maintained in CMMS. The high-level asset hierarchy is also represented in the Chart of Accounts (COA) structure. The asset register forms the common database for Maintenance Management Module, Inspection Management Module, Materials and Procurement Module, and is fully integrated with the Finance Package. Hierarchical structure of Asset is registered in compliance with ISO14224 and is in line with OEMS RAI requirements.

**Refer to Reliability and Integrity Framework**, a short summary of RAI guides how each group of equipment is managed based on its criticality ranking result.

Different criticality of equipment is treated and managed by different strategies and approaches. Therefore, assessment of asset criticality is the risk-based assessment and is the key process to determine how critical equipment is. The criticality will bring all what and how S1 manage its equipment.

For High criticality rank of asset register i.e. SCE 4 and some selective VITAL 3, Risk and Reliability Maintenance (RRM) tools are recommended approach. These tools are Reliability Centered Maintenance (RCM), Risk Based Inspection (RBI) and Safety Integrity Level Classification and Verification Review (SIL class, SIL ver; also called Instrumented Protective Function or IPF review).

- RCM: Typically well applied to rotating equipment
- RBI: Typically well applied to static equipment
- SIL: Typically well applied to instrumentation, control and safeguarding systems

The intermediate rank of criticality (remaining VITAL 3, and CRITICAL 2), unless otherwise specially required, the framework recommends to approach by Failure Modes and Effect Analysis (FMEA), OEM manual of M&I recommendations, experienced based maintenance strategy from similar kind of equipment specification/functionality.

The lowest rank of criticality; SECONDARY 1, run-to-fail approach is preferred as long as the consequence of failure is less than repair cost.

The selection of the maintenance and inspection strategies is also approached by Quantitative Risk Assessment (QRA) and any Statutory requirements e.g. Gas sale agreement, EIA, local authorities regulations, etc.

RRM which includes but not limited to RCM, RBI, IPF or SIL can be read its methodology in more detail: 10012-GDL-5-MMS-002 for RCM, 10015-PDR-4-PRS-056 RBI, and 10008-GDL-5-INS-005 SIL Verification Guideline

#### 4.1.4 Strategy Implementation and Job Card Development

The right maintenance and inspection options are presented in Maintenance and Inspection Strategy documents. Include appropriate interval or frequency to carry out tasks, it will be M&I strategy: WHAT/WHEN; which could be run-hour or calendar basis.

Applicable options deployed into strategy and approaches:

Applicable M&I Options	Failure behavior	Common Examples
Time-Based Replacement	Wear & Tear with known lifetime or confident MTBF.	Rotating equipment: Gearbox, Belt, bearing, impeller, engine, compressor valves,
Condition-based Maintenance	Random	Complicated system, DCS, control system, Instrument,
Risk-Base Inspection	Wear or Corrosion rate dominated failure or LOPC	Stationary, Vessel, Flowlines, Pipelines
Failure Finding Function Test	Hidden failures	Safeguarding
Precision Based Maintenance	Infant failure Craftmanship and competency related failure	relocation, recommission, conversion, startup, major turnaround

Table 1 – Correlation between M&I Options, Failure Behavior, and common Equipment



From strategy, detailed procedures (Job Cards and/or Task Lists) are developed to provide steps or HOW to execute the maintenance and inspection task with respect to anticipated criteria (QA/QC) Specifications or standards (of pass or fail) required to be revised should be included. Total set of maintenance and inspection strategies and tasks are implemented in CMMS for further deployment and implementation.

## 5.0 PLANNING AND SCHEDULING

**MRP consolidates with M&I strategy embedded in CMMS form the basis of the overall planned maintenance schedule and is used for making strategic decisions on Maintenance Management; and in most cases incorporated with impact of production and business direction.**

Maintenance Reference Plan can give indirect view of downtime to project to production deferment which varies over period of time and the consumption of resources due to foreseen M&I activities. It determines what needs to be achieved in years ahead

With a one-year firm element, a four-year rolling element, and significant elements over the remaining life cycle. MRP together with 52-week plan will be settled.

The medium-term plan contains a firm element of 3-months and a rolling element up to 1-year to proposed to 3-months IOP (integrated operation plan) look-ahead across stakeholders including drilling, well services, engineering etc. Normally when plan comes to the shorter and closer time in the period of 3-to-1 month usually confirmed upon IOP (integrated operation plan)

Scheduling will be rolling in magnitude of 1-month or 4-weeks lookahead with frontline production and maintenance team to simultaneously optimize and prioritize among various crew and resources to fit for actual daily production against situations at site.

Note that interval (5-yearly, 1-yearly, 3 monthly, 4-weekly, weekly, etc.) within hierarchical concept of planning could be timely adjusted based on dynamic of the asset production behavior.

The hierarchy of maintenance and inspection plans are conceptualized from upper level cascaded down to daily scheduling of work is depicted as below.

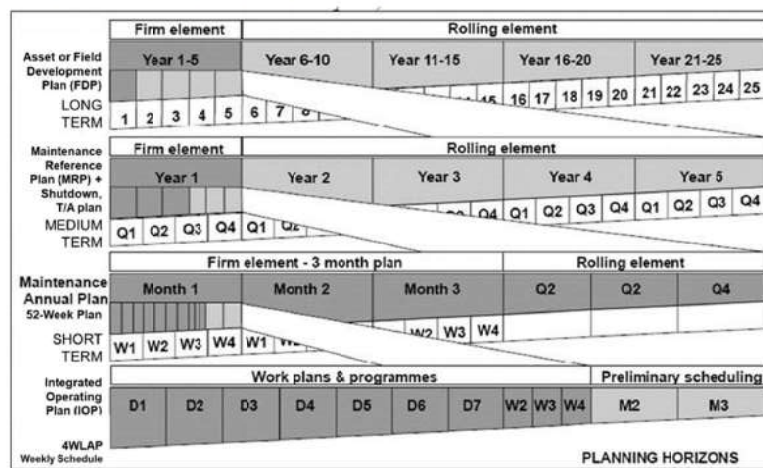


Figure 4 – Hierarchy of Maintenance and Inspection Plans



Scheduling is a time related process whereby the resources from pre-agreed plans are synchronized, sequenced, and converted into a detailed set of tasks to carry out within a discrete period. It essentially evolves around the development of the longer-term plans into weekly and daily work schedules.

The schedule should be continuously rolled forward with a time horizon of typically one-month firm and two-month rolling. **Figure 5** below illustrates correlation between maintenance and inspection planning types (refer to 10012-GDL-5-INT-008-R00, Maintenance and Inspection Planning Guideline).



Figure 5 – Correlation between Plan Types (from 10012-GDL-5-INT-008-R00)

## 5.1 RESPONSIBILITY FOR PLANING AND SCHEDULING

Responsibility of the preparation and approval of the various plans and schedules is shown in Table 2 below.

Plan and Schedule Type	Prepared by:	Approved by:	Notes
Field Development Plan	PTN/P	PTN	
Maintenance Reference Plan (MRP)	PS1/M and OMI	PS1	1
52-Week Look Ahead	PS1/M Supervisor PS1/M Scheduler	PS1/M and PS1/P	2, 3
3-Month Activity Plan (Integrated Operation Plan, IOP)	PS1/M Supervisor PS1/M Scheduler	PTN/P, PS1, PS1/T, PS1/P and PS1/M	4
2-Week Work Schedule	PS1/M Supervisor PS1/M Scheduler	PS1/P and PS1/M	5
Daily Work Schedule	PS1/M Team Leader PS1/M Scheduler	PS1/P and PS1/M	6





#### Notes:

1. PS1 approves MRP for further planning, deployment, and budget preparation.
2. To be per 52-week plan based on set strategy in CMMS. PS1/M Scheduler develops weekly look ahead, and PS1/M supervisor to review the plan.
3. Plan to incorporate maintenance, inspection and re-certification activities.
4. To be incorporated into IOP facilitated by PS1/T and presented in IOP monthly for review and approval.
5. PS1/M Supervisor and PS1/P to endorse 1-to-2 weekly work schedule.
6. PS1/P to endorse and revalidate via Permit-to-Work (PTW) to proceed M&I tasks.

Table 2 – Planning and Scheduling Responsibility Matrix

## 5.2 MAINTENANCE AND INSPECTION PLAN

### 5.2.1 52-Week Look-Ahead Plan

Regarding the 1<sup>st</sup> year of 5-Year Plan and MRP, they provides list of activities to be implemented within the year. It will be incorporated with routine 52-week maintenance and inspection plan. The 52-Week Look-Ahead Plan will form the high level plan. Performance will be judged against and form the basis for the more detailed 3-Month activity plans. The 52-Week Look-Ahead will also form the basis for the ordering of materials with long lead items, i.e., more than 3-Month Plan.

### 5.2.2 3-Month Activity Plan

This schedule is for the maintenance and inspection activities within 3-month period and are revised monthly on a rolling basis; they contain preventive and condition monitoring routines as well as approved corrective routines. Therefore, 1<sup>st</sup> month of the plan is considered firm, with the following 2 months tentatively agreed to enable the preliminary establishment and securing of manpower and materials. The 3-Month Activity Plan shall incorporate key equipment availability and resource utilization reports. The activities require partial or full facilities shutdown and/or having deferment potential included into the Integrated Operations Plan (IOP).

PS1/M IOP	Period	Location	Activities	Start Date	Finish Date	Duration
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME (ENGINE + COMPRESSOR) 3Y K-3200 - Plan 08 - 11 August 2022 total 4 days.	8-Aug-22	11-Aug-22	4 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME GAS COMP K-3550 2M	2-Aug-22	2-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME GAS COMP K-3550 2M	28-Aug-22	28-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME (ENGINE BY + COMPRESSOR) 3Y K-3750 - Plan 15-26 August 2022 total 12 days.	15-Aug-22	26-Aug-22	12 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME (ENGINE + COMPRESSOR) 3Y K-3600 - Plan 29 August - 02 September 2022 total 5 days.	29-Aug-22	2-Sep-22	5 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	P-3801-A, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE	3-Aug-22	3-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	F/STN	P-3802-A, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-B	P-117A, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-B)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-B	P-117B, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-B)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-B	P-115A, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-B)	3-Aug-22	3-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-B	P-115B, THREE MONTHLY, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-B)	3-Aug-22	3-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-E	P-345-A, THREE MONTHLY, PM (WS-E)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-E	P-345-B, THREE MONTHLY, PM (WS-E)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-E	P-342-A, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-E)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-E	P-342-B, PREVENTIVE MAINTENANCE (WS-E)	4-Aug-22	4-Aug-22	4 hrs.
PS1/M	Aug-22	PTT-NGV	A-3000, YEARLY, PREVENTIVE MAINTENANCE	3-Aug-22	3-Aug-22	3 Days
PS1/M	Aug-22	PTD-A	PTD-A GAS METERING 88-FPTR-602 YEARLY CALIBRATION	7-Aug-22	7-Aug-22	8 hrs.
PS1/M	Aug-22	STN-A	STN-A GAS METERING 88-FPTR-807A/B and 88-FPTR-858A/B YEARLY CALIBRATION	8-Aug-22	8-Aug-22	8 hrs.
PS1/M	Aug-22	NTM-A	NTM-A GAS METERING MONTHLY CALIBRATION	6-Aug-22	6-Aug-22	8 hrs.
PS1/M	Aug-22	F/STN	CRUDE METERING MONTHLY SMT	9-Aug-22	10-Aug-22	2 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	T-386 CALIBRATION AND PREVENTIVE MAINTENANCE	11-Aug-22	11-Aug-22	8 hrs.
PS1/M	Aug-22	NGV	QMA, NGV Online Moisture Analyzer	3-Aug-22	3-Aug-22	6 hrs.
PS1/M	Aug-22	BPE	BPE T-902 Tank calibration	12-Aug-22	12-Aug-22	8 hrs.
PS1/M	Aug-22	NSG-A	PM IN NSG-A, ESD/OSD function test 1Y	4-Aug-22	4-Aug-22	2 hrs.
PS1/M	Aug-22	NSG-A	PM IN NSG-A, ESD/OSD function test 1Y	11-Aug-22	11-Aug-22	2 hrs.
PS1/M	Aug-22	NSG-E	PM IN NSG-E, ESD/OSD function test 1Y	18-Aug-22	18-Aug-22	2 hrs.
PS1/M	Aug-22	UKU-M	PM IN UKU-M, ESD/OSD function test 1Y	25-Aug-22	25-Aug-22	2 hrs.
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME+EL+IN K-5801A 1YPM + Engine Change out + RIG	10-Aug-22	14-Aug-22	5 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM ME+EL+IN K-5801B 1YPM	7-Aug-22	7-Aug-22	3 Days
PS1/M	Aug-22	F/STN	PM EL K-5802C 2500 HRS PM	8-Aug-22	8-Aug-22	6 hrs.

Figure 6 – 3-Month Activity Plan



### 5.2.3 2 Week Work Schedule

Derived from the firm plan for 1<sup>st</sup> month of 3-Month Activity Plan and updated on a weekly cycle. Concerns the maintenance and inspection activities for 14-days ahead, based on the activities on the monthly activity plan supplemented by work orders raised on an ad-hoc basis and required to be executed within 14-day timeframe. The 2-Week Work Schedule typically covers a period Monday-Sunday, with first 7 days firm and last 7 days tentative.

The following basic requirements applied to the 2-Week Work Schedule:

- Schedule is issued in MS Project or MS Excel
- Activities are grouped by location, i.e., Crude, LPG, well sites, outstations (essentially grouping by asset cost center)
- Activities are resourced in MS Project or MS Excel, including required trades, number of trade staffs and special resources (where required).
- Activities are assigned estimated duration, represented as grant chart.
- Activities are scheduled with due account given to operational constraints, i.e., LPG coolers to be starting in early morning, crude transfer pumps after morning production surge, etc.
- Planned resource usage is provided with schedule.

Maintenance Highlight Activity 15 - 28 August 2022

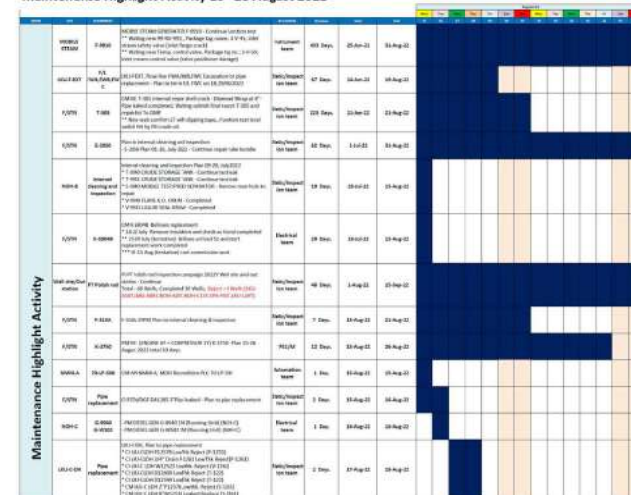


Figure 7 – 2-Week Work Schedule

### 5.2.4 DAILY-TO-WEEKLY WORK SCHEDULING

The Daily Work Schedule is a list of activities to be carried out the next day. It is not subjected to a separated approval; however, a review may be required at the morning of the workday itself for high priority work that may have been occurred overnight.



Item	Modification No.	Work Order No.	Location	Equipment	Job Description	Type	Start Date	Completed Date	Status	Responsible
1	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
2	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
3	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
4	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
5	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
6	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
7	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
8	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
9	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
10	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
11	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
12	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
13	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
14	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
15	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
16	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
17	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
18	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
19	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
20	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
21	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
22	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
23	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
24	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
25	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
26	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
27	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
28	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
29	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
30	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
31	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
32	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
33	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
34	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
35	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
36	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team
37	10041022	10037942	Crate plant	SI-400C-01-ALTY	PM EL 400C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	4-Aug-22	4-Aug-22	Plan	Electrical team

Figure 8 – Daily Work Schedule

## 5.2.5 Shutdown Plan

Shutdown or Turnaround Plan is specifically developed for maintenance and inspection activities requiring partial or full plant shutdown. These activities are typically grouped to take place in the same concurrent period; e.g. vessel internal inspection, and relief valve recertification, that cannot be carried out during plant normal operation which may cause high production deferment, mainly on process safeguarding and/or major vital equipment. Plant Turnaround approaches like project non routine works. S1 manages its shutdown activities in alignment with L3 Shutdown management 10012-PDR-5-MMS-003.

Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Plan				SD	OSD			SD	OSD			SD	OSD
CUI	0	0	0	7	0	0	5	9	1	0	0	7	15
EXT	0	0	0	0	70	0	0	0	70	0	0	0	69
INT	0	0	0	5	0	0	0	63	0	0	0	5	0

Figure 9 – Shutdown Plan (driven by RBI)

## 5.3 PLAN AND SCHEDULE PROCESS

### 5.3.1 Plan and Review Cycles

Plans and schedules will have to be prepared and reviewed in a timely manner, consistent with PTTEP Sirikit Oil Field (S1) asset' other processes. The process is illustrated in Figure 10 below.

Item	Modification No.	Work Order No.	Location	Equipment	Job Description	Type	Start Date	Completed Date	Status	Responsible
1	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
2	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
3	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
4	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
5	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
6	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
7	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
8	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
9	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
10	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
11	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
12	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
13	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
14	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
15	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
16	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
17	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
18	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
19	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
20	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
21	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
22	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
23	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
24	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
25	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
26	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
27	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
28	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
29	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
30	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
31	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
32	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
33	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
34	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
35	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
36	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team
37	10041022	10037942	Crate plant	SI-202C-01-ALTY	PM EL 202C-01-ALTY Battery Room 2M	PM	3-Aug-22	3-Aug-22	Completed	Electrical team



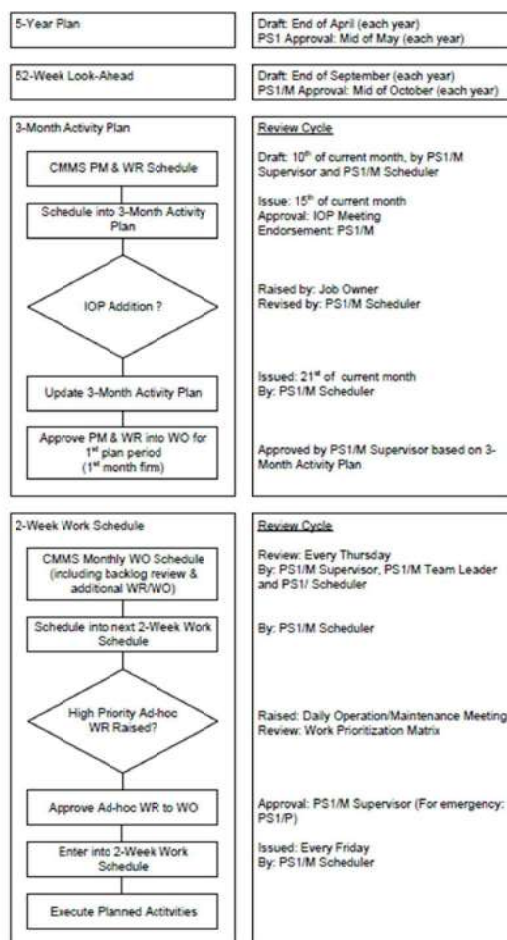


Figure 10 – Planning and Scheduling Process

### 5.3.2 Plan Review Meetings

Plans will be reviewed and updated on a regular basis to ensure plans reflect the latest work progress and charges to work scope.

- 1) **3-Month Activity Plan:** The 3-Month Activity Plan will be established in two (2) phases, to link the maintenance and inspection activities into S1 Integrated Operations Plan (IOP).

Phase 1 - Prior to IOP meeting, PS1/M, PS1/M Supervisor and PS1/M Scheduler will meet to:

- Obtain overview of maintenance activities in next 3-month period;
- Review priority setting of maintenance activities;
- Agree tentative plan (priorities, dates and resources) for next 3-month period;
- Prepare draft plan, clearly identifying deferment related activities and technical integrity related activities;
- Review work preparation plans and agree the list of actions.
- Proposed released date: Every 10<sup>th</sup> of the month

Phase 2 – The draft maintenance and inspection plan will be presented to IOP meeting for review and approval. The IOP meeting will be attended by delegates from Asset Planning, Reservoir, Production Planning, Maintenance and related sections. Proposed review date is Every 15<sup>th</sup> of the month.

- 2) **2-Week Work Schedule:** The 2-Week Work Schedule will be derived from the approved 3-Month Activity Plan, supplemented by approved work order's not featuring on the plan. The 2-Week Work Schedule will be reviewed on a weekly basis in order to:
  - Review next week's planned activities against approved (monthly) plan;
  - Review progress against approved (monthly) plan;
  - Review maintenance backlog;
  - Review additional, non-planned activities;
  - Confirm maintenance activity prioritization;
  - Confirm next week's schedule.

The weekly review meeting will take place every Thursday afternoon and be attended by PS1/M, PS1/M Supervisors, PS1/M Team Leaders and PS1/M Scheduler with the final plan as established during the meeting issued on the same day. Although the 2-Week Work Schedule is considered firm, the opportunity exists for items to be added to the schedule later as requirements and/or opportunities arise. In order to ascertain the requirement for late changes to the agreed schedule, all requests for additional items to be added shall be reviewed as to its priority as further described in this document.

- 3) **Daily Work Schedule:** The Daily Work Schedule is for use by the maintenance executor in order to direct maintenance staffs. The Daily Work Schedule is produced in every afternoon before and issued to relevant persons; a copy of daily work list is provided. Daily Work Schedule is reviewed the operation/maintenance morning meeting, where further work requests may be identified. Depending on the priority of additional work requests, changes to the daily work list may be required.

### 5.3.3 Prioritization of Maintenance Activities

To ensure the timely execution of maintenance activities, it is essential that priorities are assigned to the various maintenance and inspection activities and these priorities are used to schedule the activities. The priorities are recognized by S1 which considered in CMMS. The general meaning of priority based on risk assessed is well applicable to CM or CI that recommends completion date of work order.

Unlike CM/CI WO, Recommended completion date defined for Priority will not be applicable to the other plannable WO types (PM/PI or GSM/GSI, or MD) because some are carried out as campaign whose the completion interval can be longer than 3 months e.g. flowline UT inspection campaign.

Due to this constraint, Priority definition in CMMS is however more effective work around via Planning because PM/PI or GSM/GSI is the prevention and validation approach; i.e., nature of the work is to prevent, validate, or assure rather than to recover or reinstate the functionality or integrity of equipment back to normal like CM/CI's working nature.

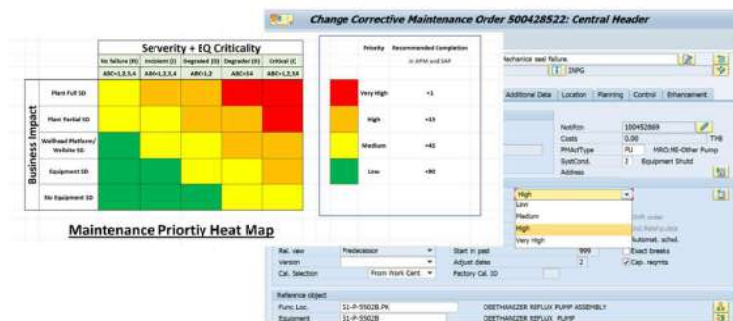


Figure 11 – Risk Based Priority corresponded to recommended completion date

## 6.0 EXECUTION

This is the only stage when field activities take place that is those directed at anything other than the acquisition and the processing of information. It is the part of the process which yields the return in the form of hydrocarbons and in which the physical implementation of planned activities takes place. Once the execution phase has been initiated, the activity management role changes from "Planning the work" to "Working the plan". The ability to significantly influence the reduction of costs or schedule has passed and the focus shifts to keeping to the plan in order to avoid time and cost overruns. Work Order generated by CMMS at scheduling phase is how the on-site supervision gets its instructions and how it controls and feedbacks information to the schedulers.

Maintenance and Inspection Management of S1 Asset recognizes four (4) steps for the execution workflow in daily work which to be described in the following Clauses.

### 6.1 SITE PREPARATION AND INTEGRITY ASSURANCE

Upon identification of the activity to be executed, as detailed in the relevant Work Order, the activity is further detailed in separate steps inclusive of the preparation required before the actual work taking place. Typically, preparation of the site will be considered as part of the actual activity to be undertaken; however in some circumstances the site preparation scope will form a separate activity itself, then follow the general structure outlined in Figure 10. The below outline is controlled by PTTEP S1 Asset Permit-to-Work (PTW) system as described in 13247- PDR-SSHE-505/08, SSHE Rules and Requirement Procedure.

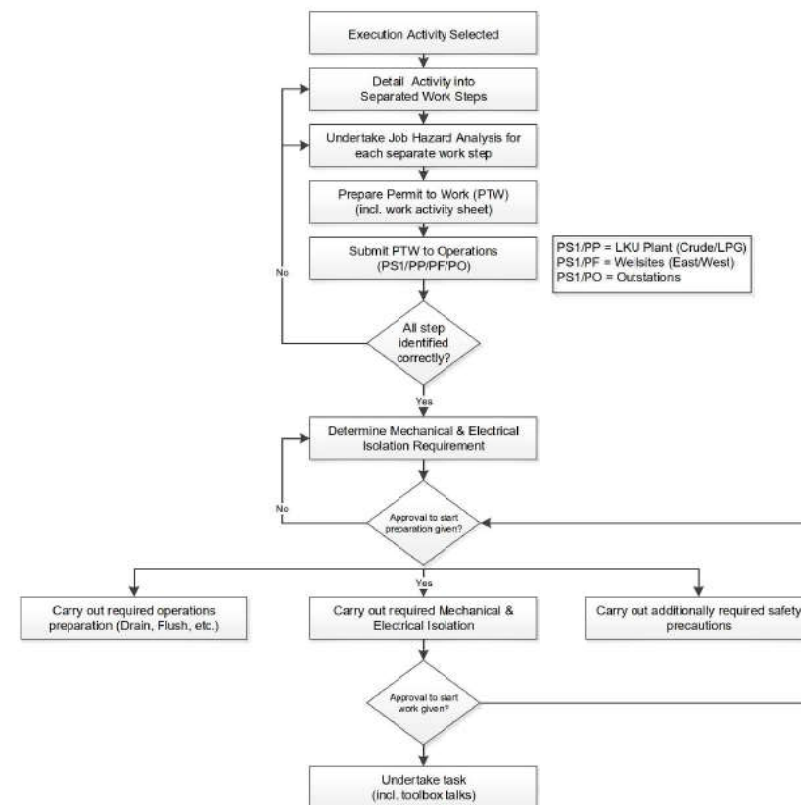


Figure 12 – Site Preparation and Integrity Assurance



Work Description	By	Notes
Detailed activity into separated work steps	Job executor, PS1/M Team Leader	1
Undertake job safety analysis for each separate work step	Job executor, PS1/M Team Leader (supported by Safety Officer)	1
Prepare permit to work (including work analysis sheet)	Job executor, PS1/M Team Leader	1
Submit permit to work to Production section for review	PS1/M Team Leader	
Determine mechanical and electrical isolation requirements	PS1/M Electrical, PS1/PP/PF/PO	2, 3
Carry out required operational preparation activities (drain, flush, etc.)	PS1/PP/PF/PO	
Carry out mechanical and electrical isolation	PS1/M Electrical, PS1/PP/PF/PO	3, 4
Carry out additionally required safety precautions	Job executor	
Undertake task (including toolbox talks)	Job executor	5
<b>Notes:</b> <ol style="list-style-type: none"> <li>Maintenance jobs are normally executed by Maintenance/Inspection crews (under PS1/M Team Leader's supervision) who will be responsible for correctly identifying the separate work steps and permit requirements. For non-routine activities, the activity may be assisted by PS1/M Supervisor and/or Maintenance Discipline Engineers.</li> <li>Isolation requirements and additional safety precautions are established as per the requirements of PTW system and operation procedures. Electrical Isolation is carried out per Electrical Safety Rules procedures.</li> <li>Upon request, isolations may be brought in place by competent persons (typically PS1/M staffs) under the supervision of Production section. For electrical isolations, special requirement applied, as detailed in Electrical Safety Rules.</li> <li>Additionally required precautions (barriers, gas testers, etc.) are normally brought in place jointly by Maintenance/Inspection crews and Production section (PS1/PP/PF/PO), with ultimate approval of adequacy of these provided by Production section.</li> <li>Standard forms for toolbox talks to be used.</li> </ol>		

Table 3 – Responsibility for Site Preparation and Integrity Assurance

## 6.2 TASK UNDERTAKING

Once site preparation and integrity assurance are completed and approval to proceed work has been obtained as per the requirements of PTW system, actual task can be executed in accordance with the task description shown on the job cards and permit. A task is considered complete when all described tasks have been executed, the site has been re-instated, and the equipment worked on has been returned to a status in which it can safely resume operation.

For various maintenance and inspection activities, detailed procedures are available to provide further clarification to the activity described on the job card and to ensure the consistent execution of maintenance and inspection tasks. Relevant procedures are included in vendor manuals or separate PTTEP maintenance work procedures available from PTTEP's intranet.

Where a task involves the investigation of a failure, the conduct of this investigation and associated reporting shall follow the process outlined in the relevant S1 procedures including PTTEP maintenance work procedures.

## 6.3 HAND-OVER PREPARATION

This clause covers the process required to administer the resources used during the undertaking of the task, as well as the process to administer any relevant findings obtained during the undertaking of the task. This process exists of various separate steps as outlined in Figure 13.

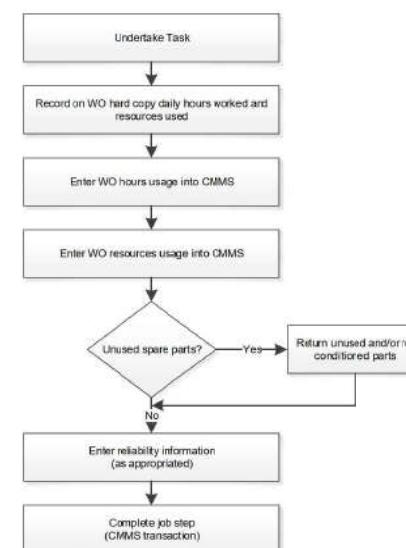


Figure 13 – Hand-over Preparation Process

### 6.3.1 Work Order Hardcopy Data Record

During the undertaking of tasks, usage of manpower resources (hour worked on WO per individually named person) and other resources are recorded on WO hardcopy on daily basis by the maintenance or inspection technicians. Upon completion of the work, the technicians return the WO hardcopy to their Foreman for entering the relevant data into CMMS.

### 6.3.2 WO Hours and Resource Usage Entering into CMMS

The information recorded on WO hardcopy is transferred to CMMS within two (2) working days of physical completion of the work, so called "posting of hours usage and resource usage". It is important that timely entry of this data is strictly adhered to, as it forms the basis of an efficient and effective maintenance scheduling process. Furthermore, it provides the necessary input to the automatic accrual system and thus the link between work management and finance system.





### 6.3.3 Unused Part Return

All parts and/or consumables reserved or consumed during the undertaking of the task shall be properly balanced against the Work Order bill of materials.

Unused or excess material, spare parts, and/or consumables shall be returned to the material warehouse (5101 is warehouse designated for S1 Maintenance section).

**Hint:** Stuff replaced by new material but considered reusable if refurbished can also be returned to warehouse as long as they are stock registered and were drawn to use via the WO's bill of Material. Once they are refurbished/reconditioned, the process to return can be further proceeded to the same WO that has yet not technically completed (TECO) under "USED" code of stock – Seek advice from local warehouse personnel for returning "Used part" to Warehouse.

### 6.3.4 Reliability Information Recoding

In order to capture data on equipment failure modes and frequencies, performing activities and reliability data needs to be entered into CMMS for all corrective maintenance activities. The format adopted by PTTEP S1 asset complied with the requirement of ISO14224, standard for reporting of equipment reliability, and as such requires the following data to be entered:

- Symptom of problem (how did the problem manifest itself?)
- Equipment cause of failure
- Equipment downtime
- Equipment repair time
- Corrective action undertaken

Further details of the entry of reliability data is provided in the relevant PTTEP maintenance work procedure.

Signals completion of work and administrative effort as described in the earlier Clause of this guideline for the relevant job step, and as such a quality check to confirm work completion and correct entry of relevant manpower, resource and materials utilization data. With the approval of a job step to be complete, all transactions are deemed complete, and the WO is ready for close-out.

## 6.4 WORK ORDER CLOSE-OUT

This process covers the final process of execution process and serves to add deferment data and quality checking the job history data, including reliability data and close out the entire work order, i.e., confirms that all job steps on the subject work order have been completed. For all jobs related to deferment of production, the associated deferment shall be entered by Production Planning section (PS1/T). Deferment related jobs can be identified by the deferment code associated with the work order.

Notes:

1. Where the Work Order involves corrective maintenance, completion also signifies that reliability information has been entered into CMMS.
2. Where a certain job step has not been completed but cancelled, the job card can still be closed out. The relevant cancelled job step will, however, remain shown as cancelled instead of complete in CMMS.
3. WO final closure will be by relevant PS1/M supervisor, discipline engineer followed by PS1/M, dependent on WO scope of work, and its criticality.



## 7.0 REVIEW AND IMPROVEMENT

Review is the stage in which all the results obtained during execution are analyzed to determine asset status and its performance in various perspectives.

The main source of data for analysis stage is the completed fulfillment on Notifications and Work Orders (WO) via CMMS with relevant parameters and quality of data; both master data of asset and transaction data of execution in a single work order on such registered asset.

S1 adopts Corporate's framework of Maintenance and Inspection Management System underlying with CEMS RAI where every company within PTT Groups are mutually developed, revised, and agreed to conform to develop S1 asset master data structures while transactional fields are configured for user to input relevant parameters into CMMS.

S1 CMMS architecture is therefore built in common with other assets of PTTEP and using the same data catalogue in order that they can be benchmarkable when performing analysis.

Other sources of information including PDMS (Production Data Management System, PDMS), Process Indicator monitoring system (PI), etc.

The analysis results have 3 major categories of outputs. Asset performance, Asset integrity condition, and Work Performance and Effectiveness.

### 7.1.1 Asset Performance

This activity is concerned with the performance of the physical facilities including items of equipment of the asset. They all have purposes to deliver intended function in efficient and reliable performance within operating context.

Performance Indicators (PI's) used in this area are the equipment performance in term of

- Key equipment or plant availability
- Key equipment or plant efficiency
- Mean Time Between Failures (MTBF)
- Bad actor lists
- Trips of key equipment
- Plant unplanned shutdown
- Plant reliability Index (RI)

### 7.1.2 Asset Integrity Condition

This activity is concerned with the technical integrity and safety status. Most facilities usually have additional dedicated systems to safeguard, protect, prevent, terminate or retard escalation of undesired circumstances in case the facilities were failed or run out of safe operating envelop.

The dedicated systems: so called SCE or safety critical elements, which determine asset's technical integrity status:

- Structural integrity
- Process containment
- Ignition control
- Protection systems
- Detection systems
- Shutdown systems
- Emergency response systems
- Lifesaving systems

Asset technical integrity condition must also be analyzed in conjunction with performance and validity of the asset design intent under the current conditions. Technical Authorities and Performance standards substantially involves with this analysis.



Examples of asset integrity condition or status are exemplified below:

- Safety relief valve inspection and certification status
- Static equipment (vessel, heat exchanger, tanks, piping) inspection status
- Instrumented Protective Function testing (ESD test, F&G system test) status
- Known variations of Equipment (safeguards overrides, temporary repairs, run out of operating envelop)
- PM compliances
- SCE Backlogs
- Anomalies List
- Critical Alarm Rates
- Findings and corrective action management related to technical integrity
- Corrosion Rate and remaining useful life of process containment.

### 7.1.3 Work Performance and Effectiveness

This activity is concerned with execution efficiency and effectiveness of maintenance activities themselves. These will include cost, time, and resources consumption to achieve the various deliverables. This analysis of resource performance data is at the core of management information and will bear directly on all aspects of Maintenance and Inspection management.

The impact will range from plans, designs, practices, and procedures and the Cost Model in whole process of Maintenance and Inspection.

Typical Performance Indicators are exemplified below:

- Meantime to Repair (MTTR)
- Turnaround compliance
- PM:CM ratio
- Overdue or Ready Backlogs
- Manhour analysis (Actual and Planned Manhour)
- Cost Analysis (expenditure by asset, activity, WO type)
- Cost per asset replacement value

### 7.1.4 Feedback and Lesson Learned

Key performance indicators will highlight the improvements and gaps to be fulfilled for the planning, resources, execution tactic, crew competency.

The improvements can be started more upfront to M&I approach and strategy or even further to engineering and design. Enablers and Technologies should enrich to all stages of M&I work process. Life-Cycle-Cost and Risk-based Approach is always underlying of M&I work process as it is the heart and M&I continuous improvement process.



## 8.0 ROLES AND RESPONSIBILITIES

The following table outlines the roles and responsibilities associated with this document.

Roles	Responsibilities
Document Author	<p>The author of Maintenance and Inspection Execution Management is S1 Maintenance Superintendent or equivalent or person as assigned by Document Owner, with responsible for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Investigate and plan of a document structure and its contents</li> <li>• Create and/or update a document as planned</li> <li>• Report to Document Owner on the progress of the work on a document</li> <li>• Issue draft revision of a document for review, and embed all comments made by Document Reviewers to the document</li> </ul>
Document Custodian	<p>The custodian of Maintenance and Inspection Execution Management is S1 Maintenance Superintendent or equivalent or higher level who assigned by Document Owner, with responsible for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Identify deficiencies or potential improvements</li> <li>• Initiate periodic revision</li> <li>• Maintain revision history and document status register</li> </ul>
Document Owner	<p>The owner of Maintenance and Inspection Execution Management is VP, S1 Production Operation Department, with responsible for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Issue this document and its revisions</li> </ul>
Document Reviewer	<p>The reviewer of Maintenance and Inspection Execution Management is Technical Authority in reliability and integrity engineering or equivalent or higher level, with responsible for:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Review the document contents to ensure adequate quality</li> <li>• Provide comments and/or suggestions on document issued</li> </ul>





## 9.0 DEFINITIONS

### 9.1 LANGUAGE

In this document, the following verbal forms are used.

May	Indicates a possible course of action or permission.
Must	Indicates a mandatory and regulatory course of action.
Shall	Indicates a mandatory course of action or requirement.
Should	Indicates a preferred/logical course of action or recommendation.

### 9.2 TERMINOLOGY

The following terms and definitions apply to this document.

Terminology	Description
Approval	The authority in writing given by COMPANY to Contractor on a procedure or to proceed with the performance of a specific part of the work without releasing in any way the Contractor from any of his obligations to conform with the technical specifications, requisitions, etc. The words "Approve", "Approved" and "Approval" shall be constructed accordingly.
Asset	Any physical facilities used in the exploration, production, processing or transportation of oil and gas, and any supporting facilities or equipment.
Asset Integrity (AI)	The ability of an asset to perform its required function efficiently and effectively whilst safeguarding life and the environment.
Availability	The ability of an item to performs its required function under given conditions at a given instant of time or during a given time interval. The availability of an item does not necessarily imply that it is performing, but it is a state to perform.
Barrier	Measure which reduces the probability of releasing a hazard's potential for harm or which reduces its consequences. The hierarchy of barriers is prevention, detection, control, mitigation and emergency response.
Company	PTT Exploration and Production Public Company Limited PTTEP Siam Limited
Contractor	Any company PTTEP has signed a contract with for the Engineering, Procurement, Construction, Installation, Maintenance and Inspection of a part of service work.
Major Accident Event (MAE)	Any incident that results in multiple fatalities or equivalent damage, production loss, environment impact as per the risk matrix.
Quantitative Risk Assessment (QRA)	QRA is the evaluation of the extend of risk arising, with incorporation of calculations based upon the frequency and magnitude of hazardous events.



Reliability	The ability of an item to perform a required function under give conditions for a given period of time. This is document it is used as "Reliability Performance" and refers to probability of failure.
S1 Asset	Sirikit Oil Field under PTTEP Siam Limited
Safety Critical Element (SCE)	Safety Critical Elements are any part of the installation, plant or computer programs whose failure will either cause or contribute to an MAE, or the purpose of which is to prevent or limit the effect of an MAE.
Technical Authority (TA)	PTTEP personnel responsible for technical standards, providing advice on issues relating to their discipline and Four Pillars of integrity as defined in CMS. There are two levels of TA as defined in CMS.
Technical Integrity	Technical soundness, within E&P context it is "The technical integrity of a facility is achieved when, under specified operating conditions, there is no foreseeable risk of failure endangering the safety of personnel, environment or asset value".

### 9.3 COMMON ACRONYMS

Set out below in alphabetical order are common acronyms as found within this document.

AI	Asset Integrity
CM	Corrective Maintenance
CMMS	Computerized Maintenance Management System
COA	Chart of Accounts
CPFT	Critical Proof Function Test
ESD	Emergency Shutdown
F&G	Fire and Gas System
FMEA	Fault Modes and Effect Analysis
IOP	Integrated Operations Plan
IPF	Instrument Protective Function
MRP	Maintenance Reference Plan
MS	Microsoft Software
MTBF	Mean Time Between Failure
OMI	Maintenance and Inspection Department
QRA	Quantitative Risk Assessment
PI	Performance Indicator
PM	Preventive Maintenance
PS1	S1 Production Operations Department
PS1/M	S1 Maintenance and Inspection Section



PS1/P	S1 Production Section
PS1/T	S1 Production Support Section
PTN/P	S1 Asset Planning Department
PTW	Permit to Work
RAM	Risk Assessment Matrix
RBI	Risk Based Inspection
RCM	Reliability Centered Maintenance
RRM	Risk and Reliability Maintenance
S1	Sirikit Oil Field
SCE	Safety Critical Element
SSHE	Safety, Security, Health and Environment
TA	Technical Authority
WO	Work Order
WR	Work Request

## 10.0 DOCUMENT REFERENCE LIST

PTTEP internal references, international codes and standards, provincial legislation, and other references pertinent to this document are indicated in the table below.

Document Code	Document Title
<b>PTTEP internal references</b>	
10012-GDL-5-INT-008-R00	Maintenance and Inspection Planning Guideline
10017-PDR-5-MMS-001-R00	Maintenance and Inspection Approach
13245-GDL-1-S1M-ALL-MMS-001-R04	S1 Maintenance and Inspection Guideline
10015-STD-4-PRS-006-R00	Reliability and Asset Integrity Management Standard
HQ.2020.01082.3	Reliability and Integrity MGT Framework
12153-GDL-5-MMS-001-R00	S1 MRP 2019-2031
13245-GDL05-MMS-002-R00	S1 MRP LPG 2022-2031
<b>International codes and standards, provincial legislation, and other references</b>	
ISO 14224	Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries – Collection and Exchange of Reliability and Maintenance Data for Equipment



LAST PAGE – INTENTIONALLY BLANK



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 12

Flowline and Well Gas Lift Lines





PTTEP Procedure

FLOWLINE AND WELL GAS LIFT LINE

Document No: SMNT-MS-M-05

Revision No: 05





APPROVAL REGISTER	
Document Title:	FLOWLINE AND WELL GAS LIFT LINE
Document Reference No:	SMNT-MS-M-05
Prepared By:	Samatcha Panthuvichien
Document Owner:	Sarayut Niamrit (PS1/M)
Division/Department:	PTN/PNO

Document Custodian			
Name	Title	Signature	Date
Samatcha Panthuvichien	TA1		07 Jul 2016

Technical Review			
Name	Title	Signature	Date
Sarayut Niamrit	PS1/M		13-07-2016
Geerati Pombunmee	PS1/F		30-07-16

Revision History			
Rev	Description of Revision	Authorised by	Date
1	New issue Issued after company ownership change		25/03/2008
2	Change document No. A72 to SMNT		26/08/2009
3	(1) Reformatted from SMNT-MS-M-05: FLOWLINES AND WELL GAS LIFT LINES (2) Aligned with new PTTEP SSHE MS, ISO14001:2004 and OHSAS18001:2007 requirement (3) Updated Organizational Indicators from JGO to DSO	DSO/M	16/10/2010
4	Updated Organizational Indicators from DSO/M to DSF/M	DSF/M	18/10/2013
5	(1) Change document to corporate format and revise section ,Department Abbreviate (2) Update Strategy (3) Added Thickness Monitoring Location Guideline	PS1/M	01/07/2016



Document Approvals			
		Signature	Date
Author:	Samatcha Panthuvichien		15 AUG 2016
Document Owner:	Sarayut Niamrit (PS1/M)		18-08-2016
THIS DOCUMENT WILL BE REVIEWED 5 YEARS FROM DATE OF APPROVAL OR REVISED EARLIER IF NECESSARY			



## TABLE OF CONTENTS

1.0	PURPOSE .....	1
2.0	SCOPE .....	1
3.0	REFERENCES .....	1
4.0	DEFINITIONS .....	1
5.0	ROLES AND RESPONSIBILITIES .....	2
6.0	STRATEGY .....	2
7.0	APPENDIX .....	4



## 1.0 PURPOSE

The objectives of the maintenance strategy are:

- To demonstrate and maintain the technical integrity of (safety critical) assets
- To fulfil maintenance activities in the most business-efficient manner by effective and efficient deployment and use of resources
- To improve asset reliability, availability and performance and optimise maintenance efforts such that company targets in terms of product quantity, quality and unit maintenance cost can be met
- To have in place and operate an auditable system of asset performance and maintenance controls
- To comply with all applicable legislation and company SSHE policies

## 2.0 SCOPE

This generic maintenance strategy is written to cover well flowlines and well gas lift lines in perimeter of PTTEP Siam, S1 Asset. The term "flowline" is used to define line from wellhead to the first common manifold including the part of the manifold, which is directly connected to the well (i.e. the section after the choke valve).

## 3.0 REFERENCES

### 3.1 PTTEP CONTROLLING DOCUMENTS

Document Number	Document Title
S1.SMNT.PH.00	PTTEP S1 Maintenance Philosophy
EP 2000-5008	Carbon Steel Pipeline Corrosion Engineering Manual

### 3.2 OTHER REFERENCE DOCUMENTS

Document Number	Document Title
API 570	Piping Inspection Code
NACE Standard RP0274-98	High Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coating
NACE Standard RP0169-96	Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
ASME B31.3	Process Piping
ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping System

## 4.0 DEFINITIONS

Terminology	Description
Flowline	B31.3 Process piping between wellhead to manifold



## 4.1 COMMON ACRONYMS

Set out below are common specific terms presented in alphabetical order:

SAP	PTTEP Computerized Maintenance Management System
PI	Planned Inspection (Work Order Type)
CI	Corrective Inspection (Work Order Type)

## 5.0 ROLES AND RESPONSIBILITIES

### 5.1 OWNERSHIP OF THE DOCUMENT: PS1/M

The owner of the document is Superintendent, Maintenance with responsibilities for:

- Issuing the FLOWLINE AND WELL GAS LIFT LINE INSPECTION Procedure and its revisions
- Ensuring effective implementation of the procedure

### 5.2 CUSTODIAN OF THE DOCUMENT: TA1

The custodian of the document is TA1, In-service Inspection and Corrosion with responsibilities for:

- Identifying deficiencies or potential improvements
- Initiating periodic revision
- Maintaining revision history and document status register

## 6.0 STRATEGY

The need for the regular inspection of flowlines on PTTEP facilities to assure integrity in service is identified in PTTEP Maintenance Philosophy and also in Statutory Regulations.

### 6.1 FLOWLINE

In PTTEP the wells are drilled from common well site locations and grouped in manifolds after a short distance from wellhead.

#### A. INTERNAL CORROSION

Currently the field operates with low carbon dioxide contents (approx. 1.5% mole) and minor amount of hydrogen sulphide. The water cut averages at 50% across the field with some wells producing up to 90% water. With the introduction of the water flooding of the reservoir the water cut will increase more rapidly than before.

#### B. SAND EROSION

Some wells are producing high volume of sand and sand erosion takes place at flow direction change location such as elbow, and tee junction.

#### C. EXTERNAL CORROSION

A large portion of the flowline is underground. That section is protected against external corrosion by protective wrapping. No cathodic protection is applied. In some well locations that section of the flowline is routed through open concrete trench and some have no protective coating, as such they are more vulnerable to external corrosion.

**6.2 WELL GAS LIFT LINES****A. EXTERNAL CORROSION**

Same as well flowlines

**B. INTERNAL CORROSION**

The lift gas is generally dry. However with the introduction of wet gas wells directly to the gas lift system there is an increasing risk of internal corrosion.

**6.3 INSPECTION FREQUENCIES**

Since well fluid condition of each well is changed with hardly to notice and re-evaluate inspection frequencies on time. Therefore, thickness monitoring frequency of each flowline is 3 monthly as campaign basis on February, May, August and November.

SAP shall regularly generated PI Work Order of each well site accordingly. Thickness monitoring location for each flowline and manifold shall be followed Appendix II using Ultrasonic Thickness Measurement to find minimum thickness of each location.

In case possibility of high wall thickness loss due to well fluid condition changing such as high sand alert from lab sampling, CI Work Order shall be manually created in SAP for the concerned well to monitor thickness ASAP.

**7.0 APPENDIX****7.1 APPENDIX I: CALCULATION OF MINIMUM ALLOWABLE PIPING WALL THICKNESS**

A. The Final retirement thickness for piping is based on the higher of two thicknesses:

- Pressure design thickness under internal pressure - Wall thickness required for pressure competency can be calculated with the following formula (as per ANSI B31.3)

$$t = P * D / [2(SE+PY)]$$

Where

D= Nominal outside diameter of pipe, mm

P= Operating pressure, barg

S= Stress value at design temperature, MPa

E= Quality factor

Y= Coefficient

t= Pressure Design thickness, mm

- Wall thickness required to cover other loading on the pipe, besides internal pressure, e.g. support loading, third party damage, vibration etc., which are very difficult to quantify, often called the "Structural retirement thickness"

NPS (in)	Recommended retirement Thickness (mm)
0.5 - 3	2.50
4	3.00
6	3.75
8	4.50
10	4.75
12	4.75

**B. Line standards**

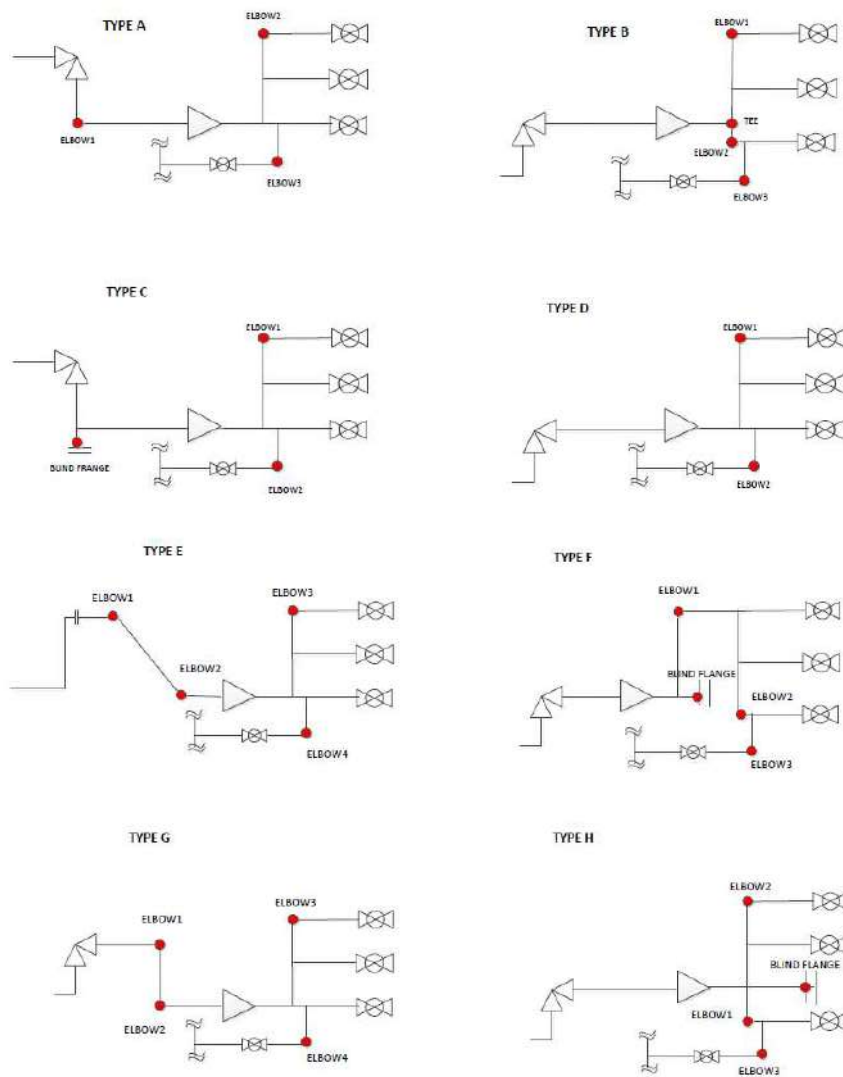
A standard well flowline consist of the following sections:

- 3"- SCH 160 line pipe and elbows, material API 5L Grade B (Yield Strength 241 MPa), from X-mas tree until the choke valve
- 3"- SCH 80 line pipe and elbows, material API 5L Grade B, from choke valve to the manifold
- 1"- SCH 80 line pipe and elbows, material API 5L Grade B, drain line after choke valve
- Gas lift lines are 2" SCH 80 line pipe, material API 5L Grade B

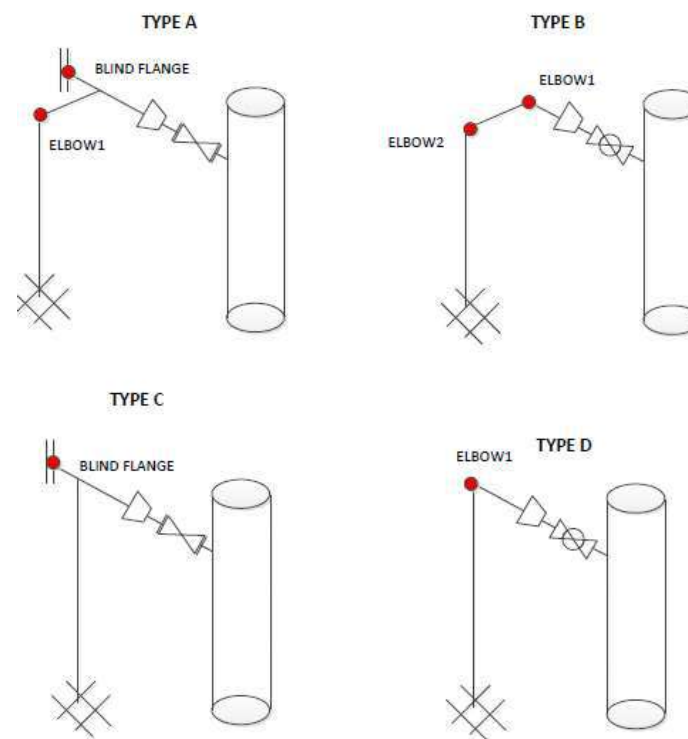
NPS (in)	SCH	OD (mm)	WT (mm)
1	80	33.4	4.55
2	80	60.3	5.54
3	80	88.9	7.62
3	160	88.9	11.13



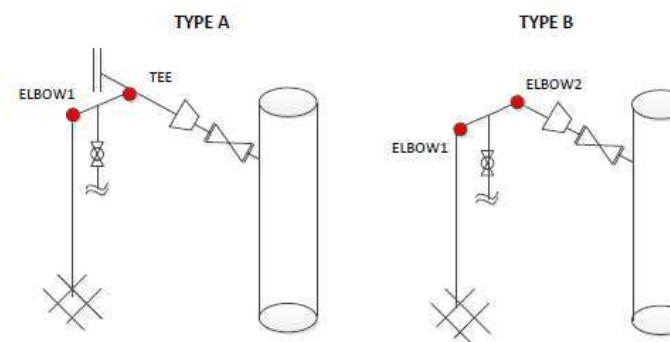
## 7.2 APPENDIX I: THICKNESS MONITORING LOCATION GUIDELINE



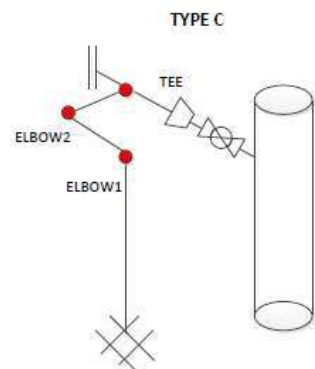
Manifold Thickness Monitoring Location



Crude Flowline Monitoring Location







Water Flowline Monitoring Location




บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด


รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 13


เอกสารการตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบท่อลำเลียงปิโตรเลียม  
(Flowline Inspection)


FLOWLINE SUMMARY REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM	
FLOWLINE INFORMATION										NORMAL	
Tag number:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Report number:		FL-6-KMG-AA-CO-2023-02				
Line number:		KMG-AA			Inspection date:		Aug 02, 2023				
Location: From-To		KMG-A			Inservise date:		Jun 01, 2005				
P&ID number:		NTMC-1-08-005C & KMG-1-08-005			API Classification:		2.00				
Piping group:		Process			API III (yrs):		5.00				
Service description:		Crude oil			WO number:		500410224				
THICKNESS SUMMARY										NORMAL	
CML-TP Number:		E-E5-S383-W383-D			Nominal thickness (mm):		7.93				
Distance Description:		4202m 4202000mm From W383 0mm			Lowest actual thickness (mm):		7.3				
Location Description:		500 Before S-210-15			Retirement thickness (mm):		2.00				
NPS (inch):		6.00			Selected corrosion rate (mm/yr):		0.75				
Material:		API 5L X42			Remaining life (yrs):		7.03				
CML MIL RL/2 (yrs):		5.00			Next inspection date (NID):		Feb 20, 2027				
MAWP											
Piping inspection interval (months):		12			Derate Pressure rec (psig):						
t(ta-2)(CRxInterval) (mm):		5.31			Retired after derate pressure (mm):						
MAWP (psig):		1590.66			Remaining Life after Pressure (months):						
EXTERNAL VISUAL INSPECTION SUMMARY										GOOD	
Damage mechanism check list											
Leak or Seepage					Good						
General corrosion					Good						
Vibration					Good						
Soil-to-Air Interface					N/A						
Corrosion under insulation (CUI)					N/A						
Corrosion under support (CUS)					Good						
Other					N/A						
Piping component check list											
Weld seam					Good						
Painting					N/A						
Insulation					N/A						
Pipe Support					Good						
Flange/Bolt/Nut/Gasket					N/A						
Instrument Component					N/A						
Deck Penetration					N/A						
Other					N/A						
INSPECTION SUMMARY										RECOMMENDATION DESCRIPTION	
- KMG-AA 6" During a Crude flowline examination, it was discovered that the low reading thickness indicated considerable internal corrosion, which generally occurred at the root weld and nearby base material, as detected by TPI Technique with a low corrosion rate on inspection time & remaining thickness at CML no.C-C5-S232-W232-W is 6.72 mm, with SCR 0.07 mm/yr. & RL is 70.32 yrs. The overall thickness reading was still within acceptable range with slignity of internal metal loss & moderate corrosion rate on this period. The minimum remaining thickness at CML no.D-D1-S262-W262-D is 5.90 m, with SCR 0.29 mm/yr. & RL is 13.24 yrs.(General internal corrosion determined by MFL scanning and UTM) Note: As previous inspection on Feb 11'2023. 1.) This flowline have weld joint under block culvert shall be plan to inspect as detail below: - A3; have weld joint no.W42 thru W43 from support no. S-215.6-55 to S-215.6-54. - EI; have weld joint no.W325 from support no. S-211-50 to S-211-47. 2.) Underground of this flowline at subsection B5 has weld joint no.W160 thru					- Frequency to yearly extent inspection 5% or Min.10 of welding joint by PAUT/TFM Technique for detect internal weld metal loss within 12 months.(Aug 2-4) - Continue normal flowline 40%inspection (Sub-section 3 & 4) of entire flowline length for plan in next year 2024.(Feb-24) - Underground flowlines should be inspected with a MII of three years by excavating 20% of the underground section and testing with MFL, TFM, or DRT techniques. However, S/A must be extended by excavate at least 1.5 meters away from any underground bend pipe or elbow welding joint. - Plan to extend for flowline under block culvert inspection shall be done at least once a year for general visual inspection or other NDE Technique should be executed for internal corrosion detection for pipe & weld. - For crude transfer flowlines, the normal maximum operating pressure shall not exceed 500 PSI.						
REQUIRED ACTION										Repair Rerating Derating	
Temporary repair											
Permanent repair											
Inspected by:										Manop N.	
API Inspector reviewed by:										Jirawat C.	
PTTEP Leader reviewed:										Prawit J.	
Date:										Aug 09, 2023	
Date:										Aug 12, 2023	
Date:										Jan 26, 2024	

				FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM		
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 20 20				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P Process				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO Crude oil				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
A	A1	1	0	A-A1-S0-W1-U	200 After Flange	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	12.50	12.40	Feb 11, 2023	12.55	12.45	-0.01	35.24	
		1	0	A-A1-S1-W1-D	200 After Flange	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	13.40	13.50	Feb 11, 2023	13.45	13.55	0.09	122.27	
		1	0	A-A1-S1-W1-W	200 After Flange	7.93	2.00	W TFM										
		2	11	A-A1-S1-W2-U	400 After Flange	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	13.50	14.00	Feb 11, 2023	13.55	14.05	0.06	190.61	
		2	11	A-A1-S2-W2-D	400 After Flange	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	10.40	10.40	Feb 11, 2023	10.45	10.45	0.07	118.00	
		2	11	A-A1-S2-W2-W	400 After Flange	7.93	2.00	W TFM										
		3	22	A-A1-S2-W3-U	3000 After Flange	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	9.70	10.00	Feb 11, 2023	9.75	9.96	0.05	156.32	
		3	22	A-A1-S3-W3-D	3000 After Flange	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.00	7.40	Feb 11, 2023	7.05	7.86	0.03	183.35	
		3	22	A-A1-S3-W3-W	3000 After Flange	7.93	2.00	W TFM										
		4	33	A-A1-S3-W4-U	2800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.00	7.00	Feb 11, 2023	7.05	7.05	0.02	305.58	
		4	33	A-A1-S4-W4-D	2800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	9.80	10.00	Feb 11, 2023	9.85	10.05	0.03	285.01	
		4	33	A-A1-S4-W4-W	2800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	W TFM										
		5	44	A-A1-S4-W5-U	1800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	10.59	10.59	Feb 11, 2023	10.64	10.64	-0.00	29.14	
		5	44	A-A1-S5-W5-D	1800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	10.59	10.39	Feb 11, 2023	10.64	10.44	-0.00	28.47	
		5	44	A-A1-S5-W5-W	1800 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	W TFM										
		6	55	A-A1-S5-W6-U	1700 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	10.29	10.39	Feb 11, 2023	10.34	10.44	-0.00	28.13	
		6	55	A-A1-S6-W6-D	1700 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	10.99	10.39	Feb 11, 2023	11.04	10.44	-0.00	28.47	
		6	55	A-A1-S6-W6-W	1700 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	W TFM										
		7	66	A-A1-S6-W7-U	200 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	10.29	9.99	Feb 11, 2023	10.34	9.04	0.23	30.19	
		7	66	A-A1-S7-W7-D	200 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.29	Feb 11, 2023	7.24	7.34	-0.00	17.67	
		7	66	A-A1-S7-W7-W	200 Before S-215-.7-63	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m):		4300		Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67			
Pipe size (in):		6		% Inspection:		20		1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023			
Flowline No.:		KMG-AA		No. of section (sections):		5		2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016			
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):		860		3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):		172		4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):		391		5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		8	77	A-A1-S7-W8-U	1000 After S-215-7-63	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.00	7.49	Feb 11, 2023	7.05	7.54	0.01	916.75	
		8	77	A-A1-S8-W8-D	1000 After S-215-7-63	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.89	6.99	Feb 11, 2023	6.94	7.04	-0.00	16.66	
		8	77	A-A1-S8-W8-W	1000 After S-215-7-63	7.93	2.00	W TFM										
		9	88	A-A1-S8-W9-U	1000 After S-215-7-61	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	6.79	Feb 11, 2023	7.24	6.84	-0.00	16.32	
		9	88	A-A1-S9-W9-D	1000 After S-215-7-61	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	8.30	7.69	Feb 11, 2023	8.35	7.74	-0.00	19.36	
		9	88	A-A1-S9-W9-W	1000 After S-215-7-61	7.93	2.00	W TFM										
		10	99	A-A1-S9-W10-U	2200 Before S-215-7-60	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	9.00	8.69	Feb 11, 2023	9.05	8.74	-0.00	22.73	
		10	99	A-A1-S10-W10-D	2200 Before S-215-7-60	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.79	7.20	Feb 11, 2023	6.84	7.25	-0.00	16.32	
		10	99	A-A1-S10-W10-W	2200 Before S-215-7-60	7.93	2.00	W TFM										
		11	110	A-A1-S10-W11-U	2500 Before Fix Support	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	7.10	Feb 11, 2023	7.44	7.15	0.02	311.63	
		11	110	A-A1-S11-W11-D	2500 Before Fix Support	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.09	Feb 11, 2023	7.35	7.14	-0.00	17.34	
		11	110	A-A1-S11-W11-W	2500 Before Fix Support	7.93	2.00	W TFM										
		12	121	A-A1-S11-W12-U	2500 After Fix Support	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.30	7.39	Feb 11, 2023	7.35	7.44	0.01	971.21	
		12	121	A-A1-S12-W12-D	2500 After Fix Support	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.40	Feb 11, 2023	7.29	7.45	0.00	4801.58	
		12	121	A-A1-S12-W12-W	2500 After Fix Support	7.93	2.00	W TFM										
		13	132	A-A1-S12-W13-U	2500 Before S-215-7-56	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.30	7.59	Feb 11, 2023	7.35	7.64	0.01	971.21	
		13	132	A-A1-S13-W13-D	2500 Before S-215-7-56	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.40	7.59	Feb 11, 2023	7.45	7.64	0.02	329.79	
		13	132	A-A1-S13-W13-W	2500 Before S-215-7-56	7.93	2.00	W TFM										
		14	143	A-A1-S13-W14-U	2600 Before S-215-7-54	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.00	7.10	Feb 11, 2023	7.05	7.15	0.03	183.35	
		14	143	A-A1-S14-W14-D	2600 Before S-215-7-54	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	6.90	Feb 11, 2023	7.34	6.95	0.04	128.37	
		14	143	A-A1-S14-W14-W	2600 Before S-215-7-54	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m):				4300		Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67	
Pipe size (in):		6				% Inspection:				20		1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023	
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections):				5		2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016	
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):				860		3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):				172		4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):				391		5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		15	154	A-A1-S14-W15-U	2600 Before S-215-7-52	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.50	7.49	Feb 11, 2023	7.55	7.54	-0.00	18.68		
		15	154	A-A1-S15-W15-D	2600 Before S-215-7-52	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.09	Feb 11, 2023	7.24	7.09	0.00	4620.05		
		15	154	A-A1-S15-W15-W	2600 Before S-215-7-52	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.73	0.01	502.28		
		16	165	A-A1-S15-W16-U	2800 Before S-215-7-50	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.69	7.49	Feb 11, 2023	7.74	7.54	-0.00	18.68		
		16	165	A-A1-S16-W16-D	2800 Before S-215-7-50	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.09	Feb 11, 2023	7.14	7.14	-0.00	17.34		
		16	165	A-A1-S16-W16-W	2800 Before S-215-7-50	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.91	0.00	5180.56		
		17	176	A-A1-S16-W17-U	2600 Before S-215-7-48	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.50	Feb 11, 2023	7.24	7.55	-0.00	17.67		
		17	176	A-A1-S17-W17-D	2600 Before S-215-7-48	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.90	7.09	Feb 11, 2023	6.95	7.14	0.02	299.53		
		17	176	A-A1-S17-W17-W	2600 Before S-215-7-48	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.55	0.02	256.05		
		18	187	A-A1-S17-W18-U	2600 After S-215-7-47	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.59	7.49	Feb 11, 2023	7.64	7.54	-0.00	18.68		
		18	187	A-A1-S18-W18-D	2600 After S-215-7-47	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.29	Feb 11, 2023	7.24	7.34	-0.00	17.67		
		18	187	A-A1-S18-W18-W	2600 After S-215-7-47	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.73	0.01	502.28		
		19	198	A-A1-S18-W19-U	2000 After S-215-7-45	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.30	7.59	Feb 11, 2023	7.35	7.50	0.03	194.24		
		19	198	A-A1-S19-W19-D	2000 After S-215-7-45	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.40	7.49	Feb 11, 2023	7.45	7.54	0.01	989.36		
		19	198	A-A1-S19-W19-W	2000 After S-215-7-45	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.36	0.03	164.86		
		20	209	A-A1-S19-W20-U	1800 After S-215-7-43	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.80	7.30	Feb 11, 2023	6.85	7.35	0.05	97.83		
		20	209	A-A1-S20-W20-D	1800 After S-215-7-43	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.60	7.20	Feb 11, 2023	7.62	7.25	0.03	190.61		
		20	209	A-A1-S20-W20-W	1800 After S-215-7-43	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.36	0.03	164.86		
		21	220	A-A1-S20-W21-U	1500 After S-215-7-41	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.79	7.59	Feb 11, 2023	7.84	7.64	-0.00	19.02		
		21	220	A-A1-S21-W21-D	1500 After S-215-7-41	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.69	8.19	Feb 11, 2023	7.74	8.24	-0.00	19.36		
		21	220	A-A1-S21-W21-W	1500 After S-215-7-41	7.93	2.00	W TFM											

	FLOWLINE THICKNESS REPORT								PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67	
Pipe size (in):	6		% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023	
Flowline No.:	KMG-AA		No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016	
From-To:	KMG-A	NTM-C	Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017	
Process:	P	Process	Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018	
Service:	CO	Crude oil	Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019	


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		22	231	A-A1-S21-W22-U	1000 After S-215.7-39	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.49	7.49	Feb 11, 2023	7.54	7.54	-0.00	18.68	
		22	231	A-A1-S22-W22-D	1000 After S-215.7-39	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.90	7.59	Feb 11, 2023	7.95	7.64	-0.00	19.02	
		22	231	A-A1-S22-W22-W	1000 After S-215.7-39	7.93	2.00	W TFM										
		22.1	232.1	A-A1-S22-W22.1-U	1400 After S-215.7-36	7.93	2.00	U					Feb 11, 2023	7.82	7.95	0.01	937.00	
		22.1	232.1	A-A1-S22.1-W22.1-D	1400 After S-215.7-36	7.93	2.00	D					Feb 11, 2023	7.95	8.01	-0.00	20.07	
		22.1	232.1	A-A1-S22.1-W22.1-W	1400 After S-215.7-36	7.93	2.00	W TFM										
A	A2	23	242	A-A2-S22.1-W23-U	1100 After S-215.7-34	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.60	7.60	Feb 11, 2023	7.65	7.65	0.00	1479.84	
		23	242	A-A2-S23-W23-D	1100 After S-215.7-34	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	8.20	7.20	Feb 11, 2023	8.25	7.25	-0.00	17.71	
		23	242	A-A2-S23-W23-W	1100 After S-215.7-34	7.93	2.00	W TFM										
		24	253	A-A2-S23-W24-U	1000 After S-215.7-32	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.90	Feb 11, 2023	7.25	7.95	0.00	1375.07	
		24	253	A-A2-S24-W24-D	1000 After S-215.7-32	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.50	Feb 11, 2023	7.05	7.55	-0.00	17.03	
		24	253	A-A2-S24-W24-W	1000 After S-215.7-32	7.93	2.00	W TFM										
		25	264	A-A2-S24-W25-U	2000 After S-215.7-30	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.40	Feb 11, 2023	7.45	7.45	-0.00	18.38	
		25	264	A-A2-S25-W25-D	2000 After S-215.7-30	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	8.00	7.40	Feb 11, 2023	8.05	7.45	-0.00	18.38	
		25	264	A-A2-S25-W25-W	2000 After S-215.7-30	7.93	2.00	W TFM										
		26	275	A-A2-S25-W26-U	500 Before S-215.7-28	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.70	Feb 11, 2023	7.25	7.75	0.03	196.44	
		26	275	A-A2-S26-W26-D	500 Before S-215.7-28	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.70	Feb 11, 2023	7.55	7.75	0.00	1453.64	
		26	275	A-A2-S26-W26-W	500 Before S-215.7-28	7.93	2.00	W TFM										
		27	286	A-A2-S26-W27-U	600 Before S-215.7-26	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.20	Feb 11, 2023	7.45	7.25	-0.00	17.71	
		27	286	A-A2-S27-W27-D	600 Before S-215.7-26	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.80	6.80	Feb 11, 2023	7.85	6.85	-0.00	16.36	
		27	286	A-A2-S27-W27-W	600 Before S-215.7-26	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in):		6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process:		P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		28	297	A-A2-S27-W28-U	1100 Before S-215.7-24	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	7.30	Feb 11, 2023	6.95	7.35	-0.00	16.69	
		28	297	A-A2-S28-W28-D	1100 Before S-215.7-24	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	-0.00	17.71	
		28	297	A-A2-S28-W28-W	1100 Before S-215.7-24	7.93	2.00	W TFM										
		29	308	A-A2-S28-W29-U	1100 Before S-215.7-22	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.80	7.00	Feb 11, 2023	6.85	7.05	-0.00	16.36	
		29	308	A-A2-S29-W29-D	1100 Before S-215.7-22	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	6.90	Feb 11, 2023	7.35	6.95	-0.00	16.69	
		29	308	A-A2-S29-W29-W	1100 Before S-215.7-22	7.93	2.00	W TFM										
		30	319	A-A2-S29-W30-U	2500 After S-215.7-21	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.60	Feb 11, 2023	7.25	7.65	-0.00	17.71	
		30	319	A-A2-S30-W30-D	2500 After S-215.7-21	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.30	Feb 11, 2023	7.52	7.35	-0.00	18.04	
		30	319	A-A2-S30-W30-W	2500 After S-215.7-21	7.93	2.00	W TFM										
		31	330	A-A2-S30-W31-U	2000 After S-215.7-19	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.50	Feb 11, 2023	7.25	7.55	-0.00	17.71	
		31	330	A-A2-S31-W31-D	2000 After S-215.7-19	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.00	Feb 11, 2023	7.15	7.05	0.00	1322.68	
		31	330	A-A2-S31-W31-W	2000 After S-215.7-19	7.93	2.00	W TFM										
		32	341	A-A2-S31-W32-U	1800 After S-215.7-17	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.30	7.60	Feb 11, 2023	7.35	7.65	-0.00	18.04	
		32	341	A-A2-S32-W32-D	1800 After S-215.7-17	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.20	Feb 11, 2023	7.05	7.25	0.02	264.54	
		32	341	A-A2-S32-W32-W	1800 After S-215.7-17	7.93	2.00	W TFM										
		33	352	A-A2-S32-W33-U	1800 After S-215.7-15	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.80	7.90	Feb 11, 2023	7.85	7.95	0.01	510.74	
		33	352	A-A2-S33-W33-D	1800 After S-215.7-15	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.50	Feb 11, 2023	7.35	7.55	-0.00	18.04	
		33	352	A-A2-S33-W33-W	1800 After S-215.7-15	7.93	2.00	W TFM										
		34	363	A-A2-S33-W34-U	1200 After S-215.7-13	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.70	7.10	Feb 11, 2023	7.75	7.15	-0.00	17.37	
		34	363	A-A2-S34-W34-D	1200 After S-215.7-13	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.80	Feb 11, 2023	8.55	7.85	-0.00	19.73	
		34	363	A-A2-S34-W34-W	1200 After S-215.7-13	7.93	2.00	W TFM										




	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		35	374	A-A2-S34-W35-U	1200 After S-215.7-10	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.80	7.70	Feb 11, 2023	7.85	7.70	0.01	746.47	
		35	374	A-A2-S35-W35-D	1200 After S-215.7-10	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.90	Feb 11, 2023	7.45	7.95	0.01	475.82	
		35	374	A-A2-S35-W35-W	1200 After S-215.7-10	7.93	2.00	W TFM										
		36	385	A-A2-S35-W36-U	100 After S-215.7-08	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.30	7.40	Feb 11, 2023	7.35	7.45	-0.00	18.04	
		36	385	A-A2-S36-W36-D	100 After S-215.7-08	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.50	Feb 11, 2023	7.05	7.55	0.03	188.95	
		36	385	A-A2-S36-W36-W	100 After S-215.7-08	7.93	2.00	W TFM										
		37	396	A-A2-S36-W37-U	900 After S-215.7-06	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.30	7.50	Feb 11, 2023	7.35	7.55	0.01	467.09	
		37	396	A-A2-S37-W37-D	900 After S-215.7-06	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.20	Feb 11, 2023	7.65	7.25	-0.00	17.71	
		37	396	A-A2-S37-W37-W	900 After S-215.7-06	7.93	2.00	W TFM										
A	A3	38	407	A-A3-S37-W38-U	600 Before S-215.7-04	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.29	Jan 02, 2020	7.40	7.50	-0.01	18.21	
		38	407	A-A3-S38-W38-D	600 Before S-215.7-04	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.60	7.40	Jan 02, 2020	7.40	7.60	0.03	161.16	
		38	407	A-A3-S38-W38-W	600 Before S-215.7-04	7.93	2.00	W TFM										
		39	418	A-A3-S38-W39-U	500 Before S-215.7-02	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.19	6.79	Jan 02, 2020	7.30	7.20	-0.04	17.54	
		39	418	A-A3-S39-W39-D	500 Before S-215.7-02	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.89	7.89	Jan 02, 2020	8.00	8.00	-0.01	20.24	
		39	418	A-A3-S39-W39-W	500 Before S-215.7-02	7.93	2.00	W TFM										
		40	429	A-A3-S39-W40-U	300 After S-215.6-58	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.50	7.50	Jan 02, 2020	7.47	7.43	0.04	131.40	
		40	429	A-A3-S40-W40-D	300 After S-215.6-58	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.68	7.73	-0.02	19.16	
		40	429	A-A3-S40-W40-W	300 After S-215.6-58	7.93	2.00	W TFM										
		41	440	A-A3-S40-W41-U	2800 After S-215.6-56	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.30	Jan 02, 2020	7.95	8.00	-0.07	20.07	
		41	440	A-A3-S41-W41-D	2800 After S-215.6-56	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.90	7.00	Jan 02, 2020	8.78	8.32	-0.13	21.32	
		41	440	A-A3-S41-W41-W	2800 After S-215.6-56	7.93	2.00	W TFM										

			FLOWLINE THICKNESS REPORT											PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67									
Pipe size (in): 6			% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023									
Flowline No.: KMG-AA			No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016									
From-To: KMG-A		NTM-C	Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017									
Process: P		Process	Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018									
Service: CO		Crude oil	Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection Jan 16, 2019									
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		42	451	A-A3-S41-W42-U	2600 Before S-215.6-55	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.10	7.49	Jan 02, 2020	7.75	8.20	-0.03	19.39	
		42	451	A-A3-S42-W42-D	2600 Before S-215.6-55	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.29	7.99	Jan 02, 2020	8.40	8.45	-0.12	21.59	
		42	451	A-A3-S42-W42-W	2600 Before S-215.6-55	7.93	2.00	W TFM										
		43	462	A-A3-S42-W43-U	2700 Before S-215.6-54	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.90	7.30	Jan 02, 2020	7.97	7.38	0.04	150.53	
		43	462	A-A3-S43-W43-D	2700 Before S-215.6-54	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.10	Jan 02, 2020	7.49	7.19	-0.02	17.50	
		43	462	A-A3-S43-W43-W	2700 Before S-215.6-54	7.93	2.00	W TFM										
		44	473	A-A3-S43-W44-U	2500 Before S-215.6-53	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	6.99	7.80	Jan 02, 2020	7.29	8.00	-0.03	17.84	
		44	473	A-A3-S44-W44-D	2500 Before S-215.6-53	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.60	7.39	Jan 02, 2020	7.96	8.00	-0.06	20.10	
		44	473	A-A3-S44-W44-W	2500 Before S-215.6-53	7.93	2.00	W TFM										
		45	484	A-A3-S44-W45-U	2500 Before S-215.6-51	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.40	7.40	Jan 02, 2020	7.38	7.29	0.03	190.26	
		45	484	A-A3-S45-W45-D	2500 Before S-215.6-51	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.18	7.50	0.03	170.77	
		45	484	A-A3-S45-W45-W	2500 Before S-215.6-51	7.93	2.00	W TFM										
		46	495	A-A3-S45-W46-U	2400 Before S-215.6-49	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.60	7.40	Jan 02, 2020	7.60	7.38	0.02	218.95	
		46	495	A-A3-S46-W46-D	2400 Before S-215.6-49	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.60	Jan 02, 2020	7.32	7.70	0.01	595.40	
		46	495	A-A3-S46-W46-W	2400 Before S-215.6-49	7.93	2.00	W TFM										
		47	506	A-A3-S46-W47-U	2500 Before S-215.6-47	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.70	7.39	Jan 02, 2020	7.71	7.74	-0.03	19.26	
		47	506	A-A3-S47-W47-D	2500 Before S-215.6-47	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.20	7.30	Jan 02, 2020	7.54	7.53	-0.01	18.65	
		47	506	A-A3-S47-W47-W	2500 Before S-215.6-47	7.93	2.00	W TFM										
		48	517	A-A3-S47-W48-U	2100 Before S-215.6-45	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.59	7.70	Jan 02, 2020	7.39	7.50	0.05	106.62	
		48	517	A-A3-S48-W48-D	2100 Before S-215.6-45	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.60	7.09	Jan 02, 2020	7.47	7.30	-0.02	17.88	
		48	517	A-A3-S48-W48-W	2100 Before S-215.6-45	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		49	528	A-A3-S48-W49-U	2000 Before S-215.6-43	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.09	7.20	Jan 02, 2020	7.00	7.00	0.02	219.79	
		49	528	A-A3-S49-W49-D	2000 Before S-215.6-43	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.00	7.90	Jan 02, 2020	7.69	7.80	0.01	463.14	
		49	528	A-A3-S49-W49-W	2000 Before S-215.6-43	7.93	2.00	W TFM										
		50	539	A-A3-S49-W50-U	1800 Before S-215.6-41	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.27	7.50	0.03	205.15	
		50	539	A-A3-S50-W50-D	1800 Before S-215.6-41	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.60	Jan 02, 2020	7.29	7.70	0.05	115.52	
		50	539	A-A3-S50-W50-W	1800 Before S-215.6-41	7.93	2.00	W TFM										
		51	550	A-A3-S50-W51-U	1200 Before S-215.6-39	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	6.99	7.50	Jan 02, 2020	7.45	7.90	-0.05	18.38	
		51	550	A-A3-S51-W51-D	1200 Before S-215.6-39	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.50	7.60	Jan 02, 2020	7.98	8.00	-0.04	20.17	
		51	550	A-A3-S51-W51-W	1200 Before S-215.6-39	7.93	2.00	W TFM										
		52	561	A-A3-S51-W52-U	1000 After Sleep	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.20	Jan 02, 2020	8.10	8.00	-0.11	20.24	
		52	561	A-A3-S52-W52-D	1000 After Sleep	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.80	7.20	Jan 02, 2020	8.20	8.10	-0.07	20.57	
		52	561	A-A3-S52-W52-W	1000 After Sleep	7.93	2.00	W TFM										
		53	572	A-A3-S52-W53-U	2800 After S-215.6-37	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	8.10	7.10	Jan 02, 2020	8.00	7.19	0.07	76.18	
		53	572	A-A3-S53-W53-D	2800 After S-215.6-37	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.79	7.70	Jan 02, 2020	7.80	7.68	0.01	423.80	
		53	572	A-A3-S53-W53-W	2800 After S-215.6-37	7.93	2.00	W TFM										
A	A4	54	583	A-A4-S53-W54-U	2200 After S-215.6-36	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.40	7.30	Feb 21, 2022	7.93	7.85	-0.02	19.73	
		54	583	A-A4-S54-W54-D	2200 After S-215.6-36	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.50	7.30	Feb 21, 2022	7.99	7.88	-0.02	19.83	
		54	583	A-A4-S54-W54-W	2200 After S-215.6-36	7.93	2.00	W TFM										
		55	594	A-A4-S54-W55-U	2000 After S-215.6-34	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.20	7.40	Feb 21, 2022	7.00	7.49	0.04	126.78	
		55	594	A-A4-S55-W55-D	2000 After S-215.6-34	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.40	7.30	Feb 21, 2022	7.44	7.12	0.04	144.25	
		55	594	A-A4-S55-W55-W	2000 After S-215.6-34	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		56	605	A-A4-S55-W56-U	1800 After S-215.6-32	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.49	6.39	Feb 21, 2022	7.78	7.00	-0.06	16.86	
		56	605	A-A4-S56-W56-D	1800 After S-215.6-32	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.39	Feb 21, 2022	7.00	7.21	-0.06	16.86	
		56	605	A-A4-S56-W56-W	1800 After S-215.6-32	7.93	2.00	W TFM										
		57	616	A-A4-S56-W57-U	1300 After S-215.6-30	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.40	7.59	Feb 21, 2022	7.38	7.20	0.04	131.00	
		57	616	A-A4-S57-W57-D	1300 After S-215.6-30	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.19	7.30	Feb 21, 2022	7.15	7.21	0.01	652.92	
		57	616	A-A4-S57-W57-W	1300 After S-215.6-30	7.93	2.00	W TFM										
		58	627	A-A4-S57-W58-U	1000 After S-215.6-28	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.59	7.79	Feb 21, 2022	8.53	8.23	-0.06	21.01	
		58	627	A-A4-S58-W58-D	1000 After S-215.6-28	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.39	7.89	Feb 21, 2022	7.83	8.65	-0.04	19.66	
		58	627	A-A4-S58-W58-W	1000 After S-215.6-28	7.93	2.00	W TFM										
		59	638	A-A4-S58-W59-U	3000 After S-215.6-27	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.50	7.10	Feb 21, 2022	8.18	8.31	-0.06	20.84	
		59	638	A-A4-S59-W59-D	3000 After S-215.6-27	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.20	7.40	Feb 21, 2022	7.94	8.10	-0.01	20.03	
		59	638	A-A4-S59-W59-W	3000 After S-215.6-27	7.93	2.00	W TFM										
		60	649	A-A4-S59-W60-U	1000 Before S-215.6-24	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.90	7.30	Feb 21, 2022	7.42	7.95	-0.02	18.28	
		60	649	A-A4-S60-W60-D	1000 Before S-215.6-24	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.00	7.90	Feb 21, 2022	7.62	8.30	-0.00	18.95	
		60	649	A-A4-S60-W60-W	1000 Before S-215.6-24	7.93	2.00	W TFM										
		61	660	A-A4-S60-W61-U	1300 Before S-215.6-22	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.29	7.60	Feb 21, 2022	7.37	7.96	-0.01	18.11	
		61	660	A-A4-S61-W61-D	1300 Before S-215.6-22	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.70	7.70	Feb 21, 2022	7.62	7.76	0.03	202.25	
		61	660	A-A4-S61-W61-W	1300 Before S-215.6-22	7.93	2.00	W TFM										
		62	671	A-A4-S61-W62-U	1700 Before S-215.6-20	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.40	6.99	Feb 21, 2022	7.44	7.54	-0.04	18.35	
		62	671	A-A4-S62-W62-D	1700 Before S-215.6-20	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.89	Feb 21, 2022	6.93	7.12	-0.00	16.63	
		62	671	A-A4-S62-W62-W	1700 Before S-215.6-20	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		63	682	A-A4-S62-W63-U	2000 Before S-215.6-18	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	6.99	Feb 21, 2022	7.27	7.18	-0.03	17.47	
		63	682	A-A4-S63-W63-D	2000 Before S-215.6-18	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.49	6.59	Feb 21, 2022	7.14	7.00	-0.05	16.86	
		63	682	A-A4-S63-W63-W	2000 Before S-215.6-18	7.93	2.00	W TFM										
		64	693	A-A4-S63-W64-U	2200 Before S-215.6-16	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.70	7.50	Feb 21, 2022	7.58	7.82	0.02	255.58	
		64	693	A-A4-S64-W64-D	2200 Before S-215.6-16	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.50	8.00	Feb 21, 2022	7.52	8.28	0.04	146.38	
		64	693	A-A4-S64-W64-W	2200 Before S-215.6-16	7.93	2.00	W TFM										
		65	704	A-A4-S64-W65-U	3200 After S-215.6-15	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.59	7.80	Feb 21, 2022	8.29	8.18	-0.06	20.84	
		65	704	A-A4-S65-W65-D	3200 After S-215.6-15	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	8.30	7.40	Feb 21, 2022	8.80	7.72	-0.01	19.29	
		65	704	A-A4-S65-W65-W	3200 After S-215.6-15	7.93	2.00	W TFM										
		66	715	A-A4-S65-W66-U	2300 Before S-215.6-12	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.40	7.10	Feb 21, 2022	7.89	7.81	0.01	650.51	
		66	715	A-A4-S66-W66-D	2300 Before S-215.6-12	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.00	7.70	Feb 21, 2022	7.47	8.30	-0.01	18.45	
		66	715	A-A4-S66-W66-W	2300 Before S-215.6-12	7.93	2.00	W TFM										
		67	726	A-A4-S66-W67-U	3000 Before S-215.6-10	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.20	7.50	Feb 21, 2022	7.69	7.33	0.02	315.93	
		67	726	A-A4-S67-W67-D	3000 Before S-215.6-10	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.80	6.80	Feb 21, 2022	7.72	7.91	-0.03	19.29	
		67	726	A-A4-S67-W67-W	3000 Before S-215.6-10	7.93	2.00	W TFM										
		68	737	A-A4-S67-W68-U	2700 After S-215.6-09	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.29	6.69	Feb 21, 2022	7.51	7.25	-0.05	17.71	
		68	737	A-A4-S68-W68-D	2700 After S-215.6-09	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.49	7.09	Feb 21, 2022	7.21	7.50	-0.07	17.57	
		68	737	A-A4-S68-W68-W	2700 After S-215.6-09	7.93	2.00	W TFM										
A	A5	69	748	A-A5-S68-W69-U	2500 After S-215.6-07	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	6.89	Feb 21, 2022	7.12	6.88	0.00	2001.47	
		69	748	A-A5-S69-W69-D	2500 After S-215.6-07	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.09	Feb 21, 2022	7.15	7.15	-0.01	17.37	
		69	748	A-A5-S69-W69-W	2500 After S-215.6-07	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM							
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):			4300			Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67				
Pipe size (in):		6			% Inspection:			20			1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023				
Flowline No.:		KMG-AA			No. of section (sections):			5			2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016				
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):			860			3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017			
Process:		P			Process			Length of subsection (m):			172			4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO			Crude oil			Total spool (spools):			391			5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																					
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair			
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)						
		70	759	A-A5-S69-W70-U	2500 After S-215.6-05	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.89	7.29	Feb 21, 2022	6.92	6.98	-0.00	16.59				
		70	759	A-A5-S70-W70-D	2500 After S-215.6-05	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	6.99	Feb 21, 2022	7.04	7.13	-0.00	17.00				
		70	759	A-A5-S70-W70-W	2500 After S-215.6-05	7.93	2.00	W TFM													
		71	770	A-A5-S70-W71-U	2500 After S-215.6-03	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.19	Feb 21, 2022	8.14	8.21	-0.10	20.71				
		71	770	A-A5-S71-W71-D	2500 After S-215.6-03	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.19	Feb 21, 2022	7.77	7.91	-0.06	19.46				
		71	770	A-A5-S71-W71-W	2500 After S-215.6-03	7.93	2.00	W TFM													
		72	781	A-A5-S71-W72-U	2500 After S-215.6-01	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.09	6.99	Feb 21, 2022	7.95	7.63	-0.07	18.99				
		72	781	A-A5-S72-W72-D	2500 After S-215.6-01	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.49	7.59	Feb 21, 2022	8.13	8.00	-0.05	20.24				
		72	781	A-A5-S72-W72-W	2500 After S-215.6-01	7.93	2.00	W TFM													
		73	792	A-A5-S72-W73-U	1000 After S-215.5-58	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	7.59	Feb 21, 2022	7.46	7.58	-0.05	18.41				
		73	792	A-A5-S73-W73-D	1000 After S-215.5-58	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.79	7.29	Feb 21, 2022	8.61	7.81	-0.06	19.60				
		73	792	A-A5-S73-W73-W	1000 After S-215.5-58	7.93	2.00	W TFM													
		74	803	A-A5-S73-W74-U	1000 After S-215.5-56	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	8.09	7.49	Feb 21, 2022	8.00	7.15	0.08	62.12				
		74	803	A-A5-S74-W74-D	1000 After S-215.5-56	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.69	7.79	Feb 21, 2022	7.42	7.44	0.07	82.33				
		74	803	A-A5-S74-W74-W	1000 After S-215.5-56	7.93	2.00	W TFM													
		75	814	A-A5-S74-W75-U	1000 After S-215.5-54	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.30	7.30	Feb 21, 2022	7.37	7.00	0.07	68.36				
		75	814	A-A5-S75-W75-D	1000 After S-215.5-54	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.60	7.60	Feb 21, 2022	7.33	7.16	0.11	48.10				
		75	814	A-A5-S75-W75-W	1000 After S-215.5-54	7.93	2.00	W TFM													
		76	825	A-A5-S75-W76-U	1000 After S-215.5-52	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.09	Feb 21, 2022	7.25	7.00	0.02	227.85				
		76	825	A-A5-S76-W76-D	1000 After S-215.5-52	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.39	7.59	Feb 21, 2022	7.30	7.67	0.02	241.53				
		76	825	A-A5-S76-W76-W	1000 After S-215.5-52	7.93	2.00	W TFM													


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		77	836	A-A5-S76-W77-U	500 After S-215.5-50	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.69	7.79	Feb 21, 2022	7.30	7.48	0.10	55.74	
		77	836	A-A5-S77-W77-D	500 After S-215.5-50	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.59	7.69	Feb 21, 2022	7.21	7.36	0.09	56.23	
		77	836	A-A5-S77-W77-W	500 After S-215.5-50	7.93	2.00	W TFM										
		78	847	A-A5-S77-W78-U	3000 After S-215.5-49	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.09	Feb 21, 2022	7.59	7.80	-0.05	18.85	
		78	847	A-A5-S78-W78-D	3000 After S-215.5-49	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.79	6.99	Feb 21, 2022	7.87	7.44	-0.07	18.35	
		78	847	A-A5-S78-W78-W	3000 After S-215.5-49	7.93	2.00	W TFM										
		79	858	A-A5-S78-W79-U	3000 After S-215.5-47	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.90	7.81	-0.09	19.60	
		79	858	A-A5-S79-W79-D	3000 After S-215.5-47	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.49	Feb 21, 2022	7.82	7.73	-0.07	19.33	
		79	858	A-A5-S79-W79-W	3000 After S-215.5-47	7.93	2.00	W TFM										
		80	869	A-A5-S79-W80-U	2000 Before S-215.5-44	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.29	Feb 21, 2022	7.54	7.87	-0.03	18.68	
		80	869	A-A5-S80-W80-D	2000 Before S-215.5-44	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.19	Feb 21, 2022	7.71	7.66	-0.05	19.09	
		80	869	A-A5-S80-W80-W	2000 Before S-215.5-44	7.93	2.00	W TFM										
		81	880	A-A5-S80-W81-U	2000 Before S-215.5-42	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	7.29	Feb 21, 2022	7.07	7.13	-0.01	17.10	
		81	880	A-A5-S81-W81-D	2000 Before S-215.5-42	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	6.89	Feb 21, 2022	7.06	6.93	-0.00	16.63	
		81	880	A-A5-S81-W81-W	2000 Before S-215.5-42	7.93	2.00	W TFM										
		82	891	A-A5-S81-W82-U	2000 Before S-215.5-40	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.59	Feb 21, 2022	7.31	7.35	0.02	272.23	
		82	891	A-A5-S82-W82-D	2000 Before S-215.5-40	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.59	Feb 21, 2022	7.00	7.17	0.02	227.85	
		82	891	A-A5-S82-W82-W	2000 Before S-215.5-40	7.93	2.00	W TFM										
		83	902	A-A5-S82-W83-U	2000 Before S-215.5-38	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.49	Feb 21, 2022	7.47	7.07	0.05	94.52	
		83	902	A-A5-S83-W83-D	2000 Before S-215.5-38	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.99	7.79	Feb 21, 2022	7.00	7.28	0.00	16.86	
		83	902	A-A5-S83-W83-W	2000 Before S-215.5-38	7.93	2.00	W TFM										


			FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m):			4300			Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67	
Pipe size (in):		6				% Inspection:			20			1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023	
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections):			5			2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016	
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):			860			3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):			172			4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):			391			5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
B	B1	84	913	B-B1-S83-W84-U	2600 Before S-215.5-36	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.29	Feb 11, 2023	7.24	7.34	-0.00	17.67		
		84	913	B-B1-S84-W84-D	2600 Before S-215.5-36	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.29	Feb 11, 2023	7.24	7.34	-0.00	17.67		
		84	913	B-B1-S84-W84-W	2600 Before S-215.5-36	7.93	2.00	W TFM											
		85	924	B-B1-S84-W85-U	3000 Before S-215.5-34	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.49	7.49	Feb 11, 2023	7.54	7.54	-0.00	18.68		
		85	924	B-B1-S85-W85-D	3000 Before S-215.5-34	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.49	7.09	Feb 11, 2023	7.54	7.14	-0.00	17.34		
		85	924	B-B1-S85-W85-W	3000 Before S-215.5-34	7.93	2.00	W TFM											
		86	935	B-B1-S85-W86-U	2000 After S-215.5-33	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	6.79	Feb 11, 2023	7.24	6.84	-0.00	16.32		
		86	935	B-B1-S86-W86-D	2000 After S-215.5-33	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.50	Feb 11, 2023	7.24	7.50	-0.00	17.67		
		86	935	B-B1-S86-W86-W	2000 After S-215.5-33	7.93	2.00	W TFM											
		87	946	B-B1-S86-W87-U	1000 After S-215.5-31	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.79	7.89	Feb 11, 2023	6.84	7.94	-0.00	16.32		
		87	946	B-B1-S87-W87-D	1000 After S-215.5-31	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	7.49	Feb 11, 2023	7.04	7.54	-0.00	17.00		
		87	946	B-B1-S87-W87-W	1000 After S-215.5-31	7.93	2.00	W TFM											
		88	957	B-B1-S87-W88-U	900 After S-215.5-29	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.00	7.09	Feb 11, 2023	7.05	7.14	0.01	916.75		
		88	957	B-B1-S88-W88-D	900 After S-215.5-29	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.09	Feb 11, 2023	7.14	7.14	-0.00	17.34		
		88	957	B-B1-S88-W88-W	900 After S-215.5-29	7.93	2.00	W TFM											
		89	968	B-B1-S88-W89-U	900 After S-215.5-27	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.20	Feb 11, 2023	7.24	7.25	-0.00	17.67		
		89	968	B-B1-S89-W89-D	900 After S-215.5-27	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.19	Feb 11, 2023	7.14	7.24	-0.00	17.34		
		89	968	B-B1-S89-W89-W	900 After S-215.5-27	7.93	2.00	W TFM											
		90	979	B-B1-S89-W90-U	800 Before S-215.5-25	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.29	7.00	Feb 11, 2023	7.34	7.05	0.02	305.58		
		90	979	B-B1-S90-W90-D	800 Before S-215.5-25	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	6.89	Feb 11, 2023	7.34	6.94	-0.00	16.66		
		90	979	B-B1-S90-W90-W	800 Before S-215.5-25	7.93	2.00	W TFM											

	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		91	990	B-B1-S90-W91-U	1000 Before S-215.5-23	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	6.99	Feb 11, 2023	7.44	7.04	-0.00	17.00	
		91	990	B-B1-S91-W91-D	1000 Before S-215.5-23	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.39	6.89	Feb 11, 2023	7.44	6.94	-0.00	16.66	
		91	990	B-B1-S91-W91-W	1000 Before S-215.5-23	7.93	2.00	W TFM										
		92	1001	B-B1-S91-W92-U	1200 Before S-215.5-21	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.50	Feb 11, 2023	7.15	7.55	0.03	186.98	
		92	1001	B-B1-S92-W92-D	1200 Before S-215.5-21	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.00	Feb 11, 2023	7.24	7.05	0.02	305.58	
		92	1001	B-B1-S92-W92-W	1200 Before S-215.5-21	7.93	2.00	W TFM										
		93	1012	B-B1-S92-W93-U	1500 Before S-215.5-19	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.09	7.29	Feb 11, 2023	7.14	7.24	-0.00	17.34	
		93	1012	B-B1-S93-W93-D	1500 Before S-215.5-19	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.19	Feb 11, 2023	7.24	7.24	-0.00	17.67	
		93	1012	B-B1-S93-W93-W	1500 Before S-215.5-19	7.93	2.00	W TFM										
		94	1023	B-B1-S93-W94-U	2000 Before S-215.5-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.70	6.99	Feb 11, 2023	7.75	7.04	-0.00	17.00	
		94	1023	B-B1-S94-W94-D	2000 Before S-215.5-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.79	7.60	Feb 11, 2023	6.84	7.65	-0.00	16.32	
		94	1023	B-B1-S94-W94-W	2000 Before S-215.5-17	7.93	2.00	W TFM										
		95	1034	B-B1-S94-W95-U	2000 Before S-215.5-15	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	7.09	Feb 11, 2023	7.44	7.14	-0.00	17.34	
		95	1034	B-B1-S95-W95-D	2000 Before S-215.5-15	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	6.79	Feb 11, 2023	7.04	6.84	-0.00	16.32	
		95	1034	B-B1-S95-W95-W	2000 Before S-215.5-15	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		6.93	0.06	89.63		
		96	1045	B-B1-S95-W96-U	2500 Before S-215.5-13	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.40	7.30	Feb 11, 2023	7.45	7.35	0.02	323.74	
		96	1045	B-B1-S96-W96-D	2500 Before S-215.5-13	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.00	7.20	Feb 11, 2023	7.05	7.25	0.01	916.75	
		96	1045	B-B1-S96-W96-W	2500 Before S-215.5-13	7.93	2.00	W TFM										
		97	1056	B-B1-S96-W97-U	4000 After S-215.5-12	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.90	7.20	Feb 11, 2023	6.95	7.25	0.03	179.72	
		97	1056	B-B1-S97-W97-D	4000 After S-215.5-12	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.39	7.30	Feb 11, 2023	7.44	7.35	0.01	971.21	
		97	1056	B-B1-S97-W97-W	4000 After S-215.5-12	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A				NTM-C				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Process				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Crude oil				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		98	1067	B-B1-S97-W98-U	3000 Before S-215.5-09	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.29	7.40	Feb 11, 2023	7.34	7.45	-0.00	18.01	
		98	1067	B-B1-S98-W98-D	3000 Before S-215.5-09	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.80	7.00	Feb 11, 2023	7.85	7.05	0.02	305.58	
		98	1067	B-B1-S98-W98-W	3000 Before S-215.5-09	7.93	2.00	W TFM										
		99	1078	B-B1-S98-W99-U	2800 After S-215.5-08	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.60	Feb 11, 2023	7.25	7.65	0.01	953.05	
		99	1078	B-B1-S99-W99-D	2800 After S-215.5-08	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	7.30	Feb 11, 2023	7.04	7.35	-0.00	17.00	
		99	1078	B-B1-S99-W99-W	2800 After S-215.5-08	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		6.83	0.06	79.83		
		100	1089	B-B1-S99-W100-U	800 Before S-215.5-07	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.99	7.39	Feb 11, 2023	7.04	7.44	-0.00	17.00	
		100	1089	B-B1-S100-W100-D	800 Before S-215.5-07	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.50	Feb 11, 2023	7.34	7.55	-0.00	18.01	
		100	1089	B-B1-S100-W100-W	800 Before S-215.5-07	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		7.04	0.05	102.96		
B	B2	101	1100	B-B2-S100-W101-U	1200 Before S-215.5-05	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.30	Feb 11, 2023	7.15	7.35	-0.00	17.37	
		101	1100	B-B2-S101-W101-D	1200 Before S-215.5-05	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.60	Feb 11, 2023	7.15	7.65	-0.01	17.37	
		101	1100	B-B2-S101-W101-W	1200 Before S-215.5-05	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		6.83	0.06	79.83		
		102	1111	B-B2-S101-W102-U	2000 Before S-215.5-03	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.30	7.00	Feb 11, 2023	7.35	7.05	-0.00	17.03	
		102	1111	B-B2-S102-W102-D	2000 Before S-215.5-03	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.40	Feb 11, 2023	6.95	7.45	-0.00	16.69	
		102	1111	B-B2-S102-W102-W	2000 Before S-215.5-03	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29		
		103	1122	B-B2-S102-W103-U	1000 Before S-215.5-02	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.30	7.50	Feb 11, 2023	7.35	7.55	-0.00	18.04	
		103	1122	B-B2-S103-W103-D	1000 Before S-215.5-02	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.60	Feb 11, 2023	7.55	7.65	-0.00	18.72	
		103	1122	B-B2-S103-W103-W	1000 Before S-215.5-02	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		7.57	0.02	281.30		
		104	1133	B-B2-S103-W104-U	1000 Before S-215.4-60	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.60	Feb 11, 2023	7.45	7.65	-0.00	18.38	
		104	1133	B-B2-S104-W104-D	1000 Before S-215.4-60	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.40	Feb 11, 2023	6.95	7.40	-0.00	16.69	
		104	1133	B-B2-S104-W104-W	1000 Before S-215.4-60	7.93	2.00	W TFM				Aug 02, 2023		7.04	0.05	102.96		




	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		105	1144	B-B2-S104-W105-U	1000 Before S-215.4-58	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.10	Feb 11, 2023	7.45	7.15	-0.00	17.37	
		105	1144	B-B2-S105-W105-D	1000 Before S-215.4-58	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.80	7.30	Feb 11, 2023	7.85	7.35	-0.00	18.04	
		105	1144	B-B2-S105-W105-W	1000 Before S-215.4-58	7.93	2.00	W TFM										
		106	1155	B-B2-S105-W106-U	3000 Before S-215.4-56	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.70	Feb 11, 2023	7.15	7.75	-0.00	17.37	
		106	1155	B-B2-S106-W106-D	3000 Before S-215.4-56	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.30	Feb 11, 2023	6.95	7.35	-0.00	16.69	
		106	1155	B-B2-S106-W106-W	3000 Before S-215.4-56	7.93	2.00	W TFM										
		107	1166	B-B2-S106-W107-U	1000 Before S-215.4-54	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.60	Feb 11, 2023	7.45	7.65	0.01	475.82	
		107	1166	B-B2-S107-W107-D	1000 Before S-215.4-54	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.40	Feb 11, 2023	7.35	7.45	-0.00	18.04	
		107	1166	B-B2-S107-W107-W	1000 Before S-215.4-54	7.93	2.00	W TFM										
		108	1177	B-B2-S107-W108-U	1500 Before S-215.4-52	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	6.90	Feb 11, 2023	7.05	6.95	-0.00	16.69	
		108	1177	B-B2-S108-W108-D	1500 Before S-215.4-52	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.40	Feb 11, 2023	7.45	7.45	-0.00	18.38	
		108	1177	B-B2-S108-W108-W	1500 Before S-215.4-52	7.93	2.00	W TFM										
		109	1188	B-B2-S108-W109-U	2000 Before S-215.4-50	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.80	7.50	Feb 11, 2023	7.85	7.50	0.00	18.55	
		109	1188	B-B2-S109-W109-D	2000 Before S-215.4-50	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	-0.00	17.71	
		109	1188	B-B2-S109-W109-W	2000 Before S-215.4-50	7.93	2.00	W TFM										
		110	1199	B-B2-S109-W110-U	2000 Before S-215.4-48	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.80	7.50	Feb 11, 2023	7.85	7.55	-0.00	18.72	
		110	1199	B-B2-S110-W110-D	2000 Before S-215.4-48	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.70	Feb 11, 2023	7.55	7.70	-0.00	18.72	
		110	1199	B-B2-S110-W110-W	2000 Before S-215.4-48	7.93	2.00	W TFM										
		111	1210	B-B2-S110-W111-U	3000 Before S-215.4-46	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.60	Feb 11, 2023	7.05	7.65	-0.00	17.03	
		111	1210	B-B2-S111-W111-D	3000 Before S-215.4-46	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.50	Feb 11, 2023	7.35	7.55	-0.00	18.04	
		111	1210	B-B2-S111-W111-W	3000 Before S-215.4-46	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		112	1221	B-B2-S111-W112-U	2500 Before S-215.4-44	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.70	7.30	Feb 11, 2023	7.75	7.35	-0.00	18.04	
		112	1221	B-B2-S112-W112-D	2500 Before S-215.4-44	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.60	Feb 11, 2023	7.15	7.65	-0.00	17.37	
		112	1221	B-B2-S112-W112-W	2500 Before S-215.4-44	7.93	2.00	W TFM										
		113	1232	B-B2-S112-W113-U	2800 Before S-215.4-42	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.30	Feb 11, 2023	7.45	7.35	0.01	467.09	
		113	1232	B-B2-S113-W113-D	2800 Before S-215.4-42	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.30	Feb 11, 2023	7.45	7.35	0.02	280.25	
		113	1232	B-B2-S113-W113-W	2800 Before S-215.4-42	7.93	2.00	W TFM										
		114	1243	B-B2-S113-W114-U	3000 Before S-215.4-40	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.50	7.50	Feb 11, 2023	7.55	7.55	-0.00	18.72	
		114	1243	B-B2-S114-W114-D	3000 Before S-215.4-40	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.30	Feb 11, 2023	7.65	7.35	0.00	1401.26	
		114	1243	B-B2-S114-W114-W	3000 Before S-215.4-40	7.93	2.00	W TFM										
		115	1254	B-B2-S114-W115-U	2000 After S-215.4-39	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.70	7.30	Feb 11, 2023	6.75	7.35	-0.00	16.02	
		115	1254	B-B2-S115-W115-D	2000 After S-215.4-39	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.70	7.00	Feb 11, 2023	6.75	7.05	-0.00	16.02	
		115	1254	B-B2-S115-W115-W	2000 After S-215.4-39	7.93	2.00	W TFM										
		116	1265	B-B2-S115-W116-U	2000 After S-215.4-37	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.60	7.10	Feb 11, 2023	7.65	7.15	-0.00	17.37	
		116	1265	B-B2-S116-W116-D	2000 After S-215.4-37	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.90	Feb 11, 2023	7.05	7.95	0.00	1322.68	
		116	1265	B-B2-S116-W116-W	2000 After S-215.4-37	7.93	2.00	W TFM										
		117	1276	B-B2-S116-W117-U	1000 After S-215.4-35	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.50	7.70	Feb 11, 2023	7.55	7.75	0.00	1453.64	
		117	1276	B-B2-S117-W117-D	1000 After S-215.4-35	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.30	Feb 11, 2023	7.65	7.35	0.00	1401.26	
		117	1276	B-B2-S117-W117-W	1000 After S-215.4-35	7.93	2.00	W TFM										
B	B3	118	1287	B-B3-S117-W118-U	600 Before S-215.4-33	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.10	Jan 02, 2020	7.40	7.20	0.03	155.19	
		118	1287	B-B3-S118-W118-D	600 Before S-215.4-33	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.10	Jan 02, 2020	7.40	7.21	0.02	245.51	
		118	1287	B-B3-S118-W118-W	600 Before S-215.4-33	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		119	1298	B-B3-S118-W119-U	1000 After S-215.4-32	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.79	7.40	Jan 02, 2020	7.29	7.30	0.03	152.79	
		119	1298	B-B3-S119-W119-D	1000 After S-215.4-32	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.60	Jan 02, 2020	7.40	7.50	0.01	483.48	
		119	1298	B-B3-S119-W119-W	1000 After S-215.4-32	7.93	2.00	W TFM										
		120	1309	B-B3-S119-W120-U	2600 After S-215.4-30	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.20	Jan 02, 2020	7.39	7.20	0.01	465.58	
		120	1309	B-B3-S120-W120-D	2600 After S-215.4-30	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.10	7.40	0.05	100.88	
		120	1309	B-B3-S120-W120-W	2600 After S-215.4-30	7.93	2.00	W TFM										
		121	1320	B-B3-S120-W121-U	2700 After S-215.4-28	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.49	7.39	Jan 02, 2020	7.56	7.46	-0.01	18.41	
		121	1320	B-B3-S121-W121-D	2700 After S-215.4-28	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	6.90	7.39	Jan 02, 2020	7.08	7.09	0.01	379.03	
		121	1320	B-B3-S121-W121-W	2700 After S-215.4-28	7.93	2.00	W TFM										
		122	1331	B-B3-S121-W122-U	2700 Before S-215.4-27	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.60	7.40	Jan 02, 2020	7.50	7.76	0.03	164.15	
		122	1331	B-B3-S122-W122-D	2700 Before S-215.4-27	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.50	7.40	Jan 02, 2020	7.39	7.90	0.10	53.03	
		122	1331	B-B3-S122-W122-W	2700 Before S-215.4-27	7.93	2.00	W TFM										
		123	1342	B-B3-S122-W123-U	2500 Before S-215.4-26	7.93	2.00	U					Jan 02, 2020	8.00	7.99	-0.00	20.20	
		123	1342	B-B3-S123-W123-D	2500 Before S-215.4-26	7.93	2.00	D					Jan 02, 2020	8.00	7.50	0.03	186.71	
		123	1342	B-B3-S123-W123-W	2500 Before S-215.4-26	7.93	2.00	W TFM										
		124	1353	B-B3-S123-W124-U	2800 After S-215.4-24	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.30	Jan 02, 2020	7.26	7.28	0.02	336.39	
		124	1353	B-B3-S124-W124-D	2800 After S-215.4-24	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.50	7.30	Jan 02, 2020	7.48	7.18	0.04	144.93	
		124	1353	B-B3-S124-W124-W	2800 After S-215.4-24	7.93	2.00	W TFM										
		125	1364	B-B3-S124-W125-U	2800 After S-215.4-22	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.39	7.60	Jan 02, 2020	7.20	8.00	0.05	108.27	
		125	1364	B-B3-S125-W125-D	2800 After S-215.4-22	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.60	Jan 02, 2020	7.36	7.68	0.04	141.15	
		125	1364	B-B3-S125-W125-W	2800 After S-215.4-22	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		126	1375	B-B3-S125-W126-U	1800 After S-215.4-21	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	8.09	7.80	Jan 02, 2020	7.90	7.80	0.01	519.30	
		126	1375	B-B3-S126-W126-D	1800 After S-215.4-21	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.00	7.40	Jan 02, 2020	7.00	7.00	0.03	149.22	
		126	1375	B-B3-S126-W126-W	1800 After S-215.4-21	7.93	2.00	W TFM										
		127	1386	B-B3-S126-W127-U	1400 After S-215.4-19	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.40	7.10	Jan 02, 2020	7.48	7.40	-0.02	18.21	
		127	1386	B-B3-S127-W127-D	1400 After S-215.4-19	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.10	7.50	Jan 02, 2020	7.00	7.50	0.03	149.22	
		127	1386	B-B3-S127-W127-W	1400 After S-215.4-19	7.93	2.00	W TFM										
		128	1397	B-B3-S127-W128-U	2200 After S-215.4-17	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.60	Jan 02, 2020	7.42	7.68	-0.00	18.28	
		128	1397	B-B3-S128-W128-D	2200 After S-215.4-17	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.00	7.70	Jan 02, 2020	7.05	7.42	0.01	904.30	
		128	1397	B-B3-S128-W128-W	2200 After S-215.4-17	7.93	2.00	W TFM										
		129	1408	B-B3-S128-W129-U	2900 After S-215.4-15	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.50	Jan 02, 2020	7.00	7.44	0.07	68.21	
		129	1408	B-B3-S129-W129-D	2900 After S-215.4-15	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.10	7.50	Jan 02, 2020	7.00	7.48	0.03	149.22	
		129	1408	B-B3-S129-W129-W	2900 After S-215.4-15	7.93	2.00	W TFM										
		130	1419	B-B3-S129-W130-U	3000 After S-215.4-13	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.40	Jan 02, 2020	7.08	7.23	0.04	142.14	
		130	1419	B-B3-S130-W130-D	3000 After S-215.4-13	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.20	7.50	Jan 02, 2020	7.31	7.60	0.01	528.25	
		130	1419	B-B3-S130-W130-W	3000 After S-215.4-13	7.93	2.00	W TFM										
		131	1430	B-B3-S130-W131-U	3000 After S-215.4-11	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.59	Jan 02, 2020	7.00	7.40	0.08	65.94	
		131	1430	B-B3-S131-W131-D	3000 After S-215.4-11	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.19	7.60	Jan 02, 2020	7.10	7.50	0.02	224.18	
		131	1430	B-B3-S131-W131-W	3000 After S-215.4-11	7.93	2.00	W TFM										
		132	1441	B-B3-S131-W132-U	2800 Before S-215.4-10	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.10	7.49	Jan 02, 2020	7.71	7.56	-0.01	18.75	
		132	1441	B-B3-S132-W132-D	2800 Before S-215.4-10	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.70	7.39	Jan 02, 2020	7.62	7.52	-0.01	18.62	
		132	1441	B-B3-S132-W132-W	2800 Before S-215.4-10	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		133	1452	B-B3-S132-W133-U	3000 After S-215.4-07	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.60	7.60	Jan 02, 2020	7.60	7.60	0.01	501.39	
		133	1452	B-B3-S133-W133-D	3000 After S-215.4-07	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.09	7.59	Jan 02, 2020	7.20	7.60	-0.01	17.54	
		133	1452	B-B3-S133-W133-W	3000 After S-215.4-07	7.93	2.00	W TFM										
B	B4	134	1463	B-B4-S133-W134-U	2300 After S-215.4-06	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.39		Feb 21, 2022	7.34	7.24	0.03	177.16	
		134	1463	B-B4-S134-W134-D	2300 After S-215.4-06	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.19		Feb 21, 2022	7.12	7.57	0.01	370.92	
		134	1463	B-B4-S134-W134-W	2300 After S-215.4-06	7.93	2.00	W TFM										
		135	1474	B-B4-S134-W135-U	1300 Before S-215.4-04	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	7.29	Feb 21, 2022	7.21	7.51	-0.04	17.57	
		135	1474	B-B4-S135-W135-D	1300 Before S-215.4-04	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.49	6.99	Feb 21, 2022	7.09	7.15	-0.06	17.17	
		135	1474	B-B4-S135-W135-W	1300 Before S-215.4-04	7.93	2.00	W TFM										
		136	1485	B-B4-S135-W136-U	1500 Before S-215.4-02	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.09	7.29	Feb 21, 2022	7.50	7.25	-0.01	17.71	
		136	1485	B-B4-S136-W136-D	1500 Before S-215.4-02	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	7.19	Feb 21, 2022	7.56	7.70	-0.10	18.75	
		136	1485	B-B4-S136-W136-W	1500 Before S-215.4-02	7.93	2.00	W TFM										
		137	1496	B-B4-S136-W137-U	3000 After S-215.4-01	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.39	7.47	-0.04	18.18	
		137	1496	B-B4-S137-W137-D	3000 After S-215.4-01	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	7.19	Feb 21, 2022	7.25	7.20	-0.06	17.54	
		137	1496	B-B4-S137-W137-W	3000 After S-215.4-01	7.93	2.00	W TFM										
		138	1507	B-B4-S137-W138-U	2700 After S-215.3-59	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.09	6.99	Feb 21, 2022	6.85	7.21	-0.07	16.36	
		138	1507	B-B4-S138-W138-D	2700 After S-215.3-59	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.69	6.79	Feb 21, 2022	6.91	7.11	-0.02	16.56	
		138	1507	B-B4-S138-W138-W	2700 After S-215.3-59	7.93	2.00	W TFM										
		139	1518	B-B4-S138-W139-U	2500 After S-215.3-57	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.00	7.00	Feb 21, 2022	7.51	7.19	0.02	249.04	
		139	1518	B-B4-S139-W139-D	2500 After S-215.3-57	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.20	7.40	Feb 21, 2022	7.43	7.67	0.03	202.65	
		139	1518	B-B4-S139-W139-W	2500 After S-215.3-57	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		140	1529	B-B4-S139-W140-U	4000 Before S-215.3-54	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.59	7.69	Feb 21, 2022	7.59	7.68	0.00	5632.88	
		140	1529	B-B4-S140-W140-D	4000 Before S-215.3-54	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.30	7.69	Feb 21, 2022	7.30	7.62	0.03	178.02	
		140	1529	B-B4-S140-W140-W	4000 Before S-215.3-54	7.93	2.00	W TFM										
		141	1540	B-B4-S140-W141-U	2600 After S-215.3-53	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.39	6.89	Feb 21, 2022	6.91	7.00	-0.05	16.56	
		141	1540	B-B4-S141-W141-D	2600 After S-215.3-53	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.69	6.89	Feb 21, 2022	7.23	7.03	-0.03	16.96	
		141	1540	B-B4-S141-W141-W	2600 After S-215.3-53	7.93	2.00	W TFM										
		142	1551	B-B4-S141-W142-U	1900 After S-215.3-51	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.59	6.99	Feb 21, 2022	7.10	7.66	-0.05	17.20	
		142	1551	B-B4-S142-W142-D	1900 After S-215.3-51	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.99	6.49	Feb 21, 2022	7.53	7.08	-0.06	17.13	
		142	1551	B-B4-S142-W142-W	1900 After S-215.3-51	7.93	2.00	W TFM										
		143	1562	B-B4-S142-W143-U	1800 After S-215.3-49	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	6.79	Feb 21, 2022	7.34	7.13	-0.03	17.30	
		143	1562	B-B4-S143-W143-D	1800 After S-215.3-49	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	6.89	Feb 21, 2022	7.32	7.09	-0.05	17.17	
		143	1562	B-B4-S143-W143-W	1800 After S-215.3-49	7.93	2.00	W TFM										
		144	1573	B-B4-S143-W144-U	1200 After S-215.3-47	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.30	7.70	Feb 21, 2022	8.01	8.13	-0.06	20.27	
		144	1573	B-B4-S144-W144-D	1200 After S-215.3-47	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.70	7.60	Feb 21, 2022	7.85	7.82	-0.00	19.63	
		144	1573	B-B4-S144-W144-W	1200 After S-215.3-47	7.93	2.00	W TFM										
		145	1584	B-B4-S144-W145-U	1500 After S-215.3-44	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.59	7.79	Feb 21, 2022	7.71	7.54	0.01	561.89	
		145	1584	B-B4-S145-W145-D	1500 After S-215.3-44	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.49	7.60	Feb 21, 2022	7.66	7.68	-0.02	19.09	
		145	1584	B-B4-S145-W145-W	1500 After S-215.3-44	7.93	2.00	W TFM										
		146	1595	B-B4-S145-W146-U	1000 After S-215.3-42	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.20	7.50	Feb 21, 2022	7.67	7.69	0.01	439.50	
		146	1595	B-B4-S146-W146-D	1000 After S-215.3-42	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.50	7.70	Feb 21, 2022	7.91	8.47	-0.00	19.93	
		146	1595	B-B4-S146-W146-W	1000 After S-215.3-42	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		147	1606	B-B4-S146-W147-U	600 Before S-215.3-40	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.20	7.50	Feb 21, 2022	8.25	8.21	-0.02	20.94	
		147	1606	B-B4-S147-W147-D	600 Before S-215.3-40	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.10	7.20	Feb 21, 2022	7.68	7.91	-0.04	19.16	
		147	1606	B-B4-S147-W147-W	600 Before S-215.3-40	7.93	2.00	W TFM										
		148	1617	B-B4-S147-W148-U	5000 Before S-215.3-38	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.10	7.60	Feb 21, 2022	7.65	7.92	-0.00	19.06	
		148	1617	B-B4-S148-W148-D	5000 Before S-215.3-38	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.50	7.50	Feb 21, 2022	8.06	7.97	0.00	2005.27	
		148	1617	B-B4-S148-W148-W	5000 Before S-215.3-38	7.93	2.00	W TFM										
		149	1628	B-B4-S148-W149-U	2200 After S-215.3-36	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.40	7.50	Feb 21, 2022	7.98	8.00	-0.01	20.17	
		149	1628	B-B4-S149-W149-D	2200 After S-215.3-36	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.30	7.20	Feb 21, 2022	7.82	7.74	-0.01	19.36	
		149	1628	B-B4-S149-W149-W	2200 After S-215.3-36	7.93	2.00	W TFM										
B	B5	150	1639	B-B5-S149-W150-U	2000 Before S-215.3-34	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.09	Feb 21, 2022	7.84	7.45	-0.04	18.38	
		150	1639	B-B5-S150-W150-D	2000 Before S-215.3-34	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.29	Feb 21, 2022	7.60	7.87	-0.05	18.89	
		150	1639	B-B5-S150-W150-W	2000 Before S-215.3-34	7.93	2.00	W TFM										
		151	1650	B-B5-S150-W151-U	2000 After S-215.3-33	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.70	Feb 21, 2022	7.26	7.05	0.08	60.92	
		151	1650	B-B5-S151-W151-D	2000 After S-215.3-33	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.30	7.49	Feb 21, 2022	7.32	7.24	0.02	298.07	
		151	1650	B-B5-S151-W151-W	2000 After S-215.3-33	7.93	2.00	W TFM										
		152	1661	B-B5-S151-W152-U	2000 After S-215.3-31	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.20	7.50	Feb 21, 2022	7.01	6.97	0.06	88.63	
		152	1661	B-B5-S152-W152-D	2000 After S-215.3-31	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.90	7.29	Feb 21, 2022	6.98	6.88	0.10	48.82	
		152	1661	B-B5-S152-W152-W	2000 After S-215.3-31	7.93	2.00	W TFM										
		153	1672	B-B5-S152-W153-U	2000 After S-215.3-29	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.29	Feb 21, 2022	7.29	7.07	0.03	173.28	
		153	1672	B-B5-S153-W153-D	2000 After S-215.3-29	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.29	Feb 21, 2022	7.43	7.51	-0.01	18.31	
		153	1672	B-B5-S153-W153-W	2000 After S-215.3-29	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67								
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023								
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016								
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017								
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018								
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019								
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		154	1683	B-B5-S153-W154-U	600 After S-215.3-27	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	8.00	7.90	Feb 21, 2022	7.67	7.63	0.07	85.52	
		154	1683	B-B5-S154-W154-D	600 After S-215.3-27	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.30	7.00	Feb 21, 2022	7.09	7.28	0.06	90.84	
		154	1683	B-B5-S154-W154-W	600 After S-215.3-27	7.93	2.00	W TFM										
		155	1694	B-B5-S154-W155-U	2500 After S-215.3-26	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.69	Feb 21, 2022	7.17	7.23	0.05	96.38	
		155	1694	B-B5-S155-W155-D	2500 After S-215.3-26	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.30	7.40	Feb 21, 2022	7.04	7.27	0.06	79.50	
		155	1694	B-B5-S155-W155-W	2500 After S-215.3-26	7.93	2.00	W TFM										
		156	1705	B-B5-S155-W156-U	3000 After S-215.3-24	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.49	Feb 21, 2022	7.35	7.24	-0.00	17.67	
		156	1705	B-B5-S156-W156-D	3000 After S-215.3-24	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.60	7.49	Feb 21, 2022	7.43	7.40	0.02	246.08	
		156	1705	B-B5-S156-W156-W	3000 After S-215.3-24	7.93	2.00	W TFM										
		157	1716	B-B5-S156-W157-U	2000 After S-215.3-22	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.49	7.59	Feb 21, 2022	7.42	7.21	0.07	76.31	
		157	1716	B-B5-S157-W157-D	2000 After S-215.3-22	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.50	7.79	Feb 21, 2022	7.03	7.21	0.11	43.89	
		157	1716	B-B5-S157-W157-W	2000 After S-215.3-22	7.93	2.00	W TFM										
		158	1727	B-B5-S157-W158-U	Under Ground	7.93	2.00	U		Jan 17, 2013	7.30	7.50	Jan 16, 2018	7.29	7.49	0.00	2645.00	
		158	1727	B-B5-S158-W158-D	Under Ground	7.93	2.00	D		Jan 17, 2013	10.70	10.40	Jan 16, 2018	10.69	10.39	0.00	4195.00	
		158	1727	B-B5-S158-W158-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										
		159	1738	B-B5-S158-W159-U	Under Ground	7.93	2.00	U		Jan 17, 2013	10.70	10.60	Jan 16, 2018	9.80	10.59	0.16	48.75	
		159	1738	B-B5-S159-W159-D	Under Ground	7.93	2.00	D		Jan 17, 2013	8.10	7.60	Jan 16, 2018	8.09	7.59	0.00	2795.00	
		159	1738	B-B5-S159-W159-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										
		160	1749	B-B5-S159-W160-U	Under Ground	7.93	2.00	U										
		160	1749	B-B5-S160-W160-D	Under Ground	7.93	2.00	D										
		160	1749	B-B5-S160-W160-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										

	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		161	1760	B-B5-S160-W161-U	Under Ground	7.93	2.00	U										
		161	1760	B-B5-S161-W161-D	Under Ground	7.93	2.00	D										
		161	1760	B-B5-S161-W161-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										
		162	1771	B-B5-S161-W162-U	Under Ground	7.93	2.00	U										
		162	1771	B-B5-S162-W162-D	Under Ground	7.93	2.00	D										
		162	1771	B-B5-S162-W162-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										
		163	1782	B-B5-S162-W163-U	Under Ground	7.93	2.00	U										
		163	1782	B-B5-S163-W163-D	Under Ground	7.93	2.00	D										
		163	1782	B-B5-S163-W163-W	Under Ground	7.93	2.00	W TFM										
		164	1793	B-B5-S163-W164-U	400 After S-215.3-19	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	6.99	Feb 21, 2022	7.26	6.97	0.00	1019.19	
		164	1793	B-B5-S164-W164-D	400 After S-215.3-19	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	9.30	8.79	Feb 21, 2022	8.46	8.75	0.08	80.29	
		164	1793	B-B5-S164-W164-W	400 After S-215.3-19	7.93	2.00	W TFM										
		165	1804	B-B5-S164-W165-U	500 Before S-215.3-18	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	9.40	9.89	Feb 21, 2022	9.48	9.02	0.09	75.77	
		165	1804	B-B5-S165-W165-D	500 Before S-215.3-18	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.50	7.49	Feb 21, 2022	7.54	7.50	0.00	18.55	
		165	1804	B-B5-S165-W165-W	500 Before S-215.3-18	7.93	2.00	W TFM										
		166	1815	B-B5-S165-W166-U	1200 After S-215.3-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.79	Feb 21, 2022	7.39	7.64	0.00	4905.64	
		166	1815	B-B5-S166-W166-D	1200 After S-215.3-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.59	7.79	Feb 21, 2022	7.23	7.28	0.09	59.58	
		166	1815	B-B5-S166-W166-W	1200 After S-215.3-17	7.93	2.00	W TFM										
C	C1	167	1826	C-C1-S166-W167-U	1000 After S-215.3-15	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.29	7.10	Feb 11, 2023	7.34	6.66	0.11	43.15	
		167	1826	C-C1-S167-W167-D	1000 After S-215.3-15	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.59	Feb 11, 2023	7.34	7.64	-0.00	18.01	
		167	1826	C-C1-S167-W167-W	1000 After S-215.3-15	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		168	1837	C-C1-S167-W168-U	1000 After S-215.3-13	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.29	Feb 11, 2023	7.15	7.34	0.01	934.90	
		168	1837	C-C1-S168-W168-D	1000 After S-215.3-13	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	0.02	317.68	
		168	1837	C-C1-S168-W168-W	1000 After S-215.3-13	7.93	2.00	W TFM										
		169	1848	C-C1-S168-W169-U	800 After S-215.3-11	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.80	7.39	Feb 11, 2023	6.85	7.44	0.02	293.48	
		169	1848	C-C1-S169-W169-D	800 After S-215.3-11	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.29	Feb 11, 2023	7.24	7.34	-0.00	17.67	
		169	1848	C-C1-S169-W169-W	800 After S-215.3-11	7.93	2.00	W TFM										
		170	1859	C-C1-S169-W170-U	500 After S-215.3-09	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.59	7.29	Feb 11, 2023	7.64	7.34	-0.00	18.01	
		170	1859	C-C1-S170-W170-D	500 After S-215.3-09	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	7.69	Feb 11, 2023	7.04	7.74	-0.00	17.00	
		170	1859	C-C1-S170-W170-W	500 After S-215.3-09	7.93	2.00	W TFM										
		171	1870	C-C1-S170-W171-U	2700 Before S-215.3-07	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.40	Feb 11, 2023	7.25	7.45	0.03	190.61	
		171	1870	C-C1-S171-W171-D	2700 Before S-215.3-07	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.39	Feb 11, 2023	7.35	7.44	0.01	971.21	
		171	1870	C-C1-S171-W171-W	2700 Before S-215.3-07	7.93	2.00	W TFM										
		172	1881	C-C1-S171-W172-U	1000 Before S-215.3-06	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.49	7.29	Feb 11, 2023	7.54	7.34	-0.00	18.01	
		172	1881	C-C1-S172-W172-D	1000 Before S-215.3-06	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.39	Feb 11, 2023	7.34	7.44	-0.00	18.01	
		172	1881	C-C1-S172-W172-W	1000 Before S-215.3-06	7.93	2.00	W TFM										
		173	1892	C-C1-S172-W173-U	600 After S-215.3-05	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	7.59	Feb 11, 2023	7.44	7.64	-0.00	18.35	
		173	1892	C-C1-S173-W173-D	600 After S-215.3-05	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.59	7.59	Feb 11, 2023	7.64	7.64	-0.00	19.02	
		173	1892	C-C1-S173-W173-W	600 After S-215.3-05	7.93	2.00	W TFM										
		174	1903	C-C1-S173-W174-U	1500 Before S-215.3-03	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.29	7.59	Feb 11, 2023	7.34	7.64	-0.00	18.01	
		174	1903	C-C1-S174-W174-D	1500 Before S-215.3-03	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	6.99	Feb 11, 2023	7.34	7.04	-0.00	17.00	
		174	1903	C-C1-S174-W174-W	1500 Before S-215.3-03	7.93	2.00	W TFM										




	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		175	1914	C-C1-S174-W175-U	1500 Before S-215.3-01	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.50	7.49	Feb 11, 2023	7.55	7.54	-0.00	18.68	
		175	1914	C-C1-S175-W175-D	1500 Before S-215.3-01	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.49	Feb 11, 2023	7.14	7.54	-0.00	17.34	
		175	1914	C-C1-S175-W175-W	1500 Before S-215.3-01	7.93	2.00	W TFM										
		176	1925	C-C1-S175-W176-U	1500 Before S-215.2-59	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.09	7.50	Feb 11, 2023	7.14	7.55	-0.00	17.34	
		176	1925	C-C1-S176-W176-D	1500 Before S-215.2-59	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.39	Feb 11, 2023	7.35	7.44	0.01	971.21	
		176	1925	C-C1-S176-W176-W	1500 Before S-215.2-59	7.93	2.00	W TFM										
		177	1936	C-C1-S176-W177-U	2000 Before S-215.2-57	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.39	Feb 11, 2023	7.24	7.44	-0.00	17.67	
		177	1936	C-C1-S177-W177-D	2000 Before S-215.2-57	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.39	7.59	Feb 11, 2023	7.44	7.64	-0.00	18.35	
		177	1936	C-C1-S177-W177-W	2000 Before S-215.2-57	7.93	2.00	W TFM										
		178	1947	C-C1-S177-W178-U	2500 Before S-215.2-55	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	6.99	Feb 11, 2023	7.15	7.04	-0.00	17.00	
		178	1947	C-C1-S178-W178-D	2500 Before S-215.2-55	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.10	7.10	Feb 11, 2023	7.15	7.15	0.03	186.98	
		178	1947	C-C1-S178-W178-W	2500 Before S-215.2-55	7.93	2.00	W TFM										
		179	1958	C-C1-S178-W179-U	3000 Before S-215.2-53	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	6.99	Feb 11, 2023	7.25	7.04	-0.00	17.00	
		179	1958	C-C1-S179-W179-D	3000 Before S-215.2-53	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	7.10	Feb 11, 2023	7.04	7.15	-0.00	17.00	
		179	1958	C-C1-S179-W179-W	3000 Before S-215.2-53	7.93	2.00	W TFM										
		180	1969	C-C1-S179-W180-U	3000 Before S-215.2-51	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.99	7.39	Feb 11, 2023	7.04	7.44	-0.00	17.00	
		180	1969	C-C1-S180-W180-D	3000 Before S-215.2-51	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.10	7.39	Feb 11, 2023	7.15	7.39	0.02	311.63	
		180	1969	C-C1-S180-W180-W	3000 Before S-215.2-51	7.93	2.00	W TFM										
		181	1980	C-C1-S180-W181-U	2800 After S-215.2-50	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.19	Feb 11, 2023	7.15	7.24	0.01	934.90	
		181	1980	C-C1-S181-W181-D	2800 After S-215.2-50	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.09	Feb 11, 2023	7.35	7.14	-0.00	17.34	
		181	1980	C-C1-S181-W181-W	2800 After S-215.2-50	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		182	1991	C-C1-S181-W182-U	2700 After S-215.2-48	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.09	Feb 11, 2023	7.25	7.14	-0.00	17.34	
		182	1991	C-C1-S182-W182-D	2700 After S-215.2-48	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.00	7.19	Feb 11, 2023	7.05	7.24	0.02	305.58	
		182	1991	C-C1-S182-W182-W	2700 After S-215.2-48	7.93	2.00	W TFM										
C	C2	183	2002	C-C2-S182-W183-U	2000 After S-215.2-46	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.50	Feb 11, 2023	7.05	7.55	0.03	188.95	
		183	2002	C-C2-S183-W183-D	2000 After S-215.2-46	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.20	Feb 11, 2023	6.95	7.25	-0.00	16.69	
		183	2002	C-C2-S183-W183-W	2000 After S-215.2-46	7.93	2.00	W TFM										
		184	2013	C-C2-S183-W184-U	2000 After S-215.2-44	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.60	7.40	Feb 11, 2023	7.65	7.45	-0.00	18.38	
		184	2013	C-C2-S184-W184-D	2000 After S-215.2-44	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.20	Feb 11, 2023	7.65	7.25	-0.00	17.71	
		184	2013	C-C2-S184-W184-W	2000 After S-215.2-44	7.93	2.00	W TFM										
		185	2024	C-C2-S184-W185-U	1500 After S-215.2-42	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	7.00	Feb 11, 2023	6.95	7.05	0.03	144.05	
		185	2024	C-C2-S185-W185-D	1500 After S-215.2-42	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	6.80	Feb 11, 2023	7.15	6.85	-0.00	16.36	
		185	2024	C-C2-S185-W185-W	1500 After S-215.2-42	7.93	2.00	W TFM										
		186	2035	C-C2-S185-W186-U	1500 After S-215.2-40	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	6.80	Feb 11, 2023	7.25	6.85	-0.00	16.36	
		186	2035	C-C2-S186-W186-D	1500 After S-215.2-40	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	6.90	Feb 11, 2023	6.95	6.95	-0.00	16.69	
		186	2035	C-C2-S186-W186-W	1500 After S-215.2-40	7.93	2.00	W TFM										
		187	2046	C-C2-S186-W187-U	1500 After S-215.2-38	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.20	Feb 11, 2023	7.15	7.25	0.04	122.63	
		187	2046	C-C2-S187-W187-D	1500 After S-215.2-38	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.40	Feb 11, 2023	7.55	7.45	0.01	475.82	
		187	2046	C-C2-S187-W187-W	1500 After S-215.2-38	7.93	2.00	W TFM										
		188	2057	C-C2-S187-W188-U	1000 After S-215.2-36	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.00	Feb 11, 2023	7.25	7.05	0.00	1322.68	
		188	2057	C-C2-S188-W188-D	1000 After S-215.2-36	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.20	7.00	Feb 11, 2023	7.25	7.05	0.01	440.89	
		188	2057	C-C2-S188-W188-W	1000 After S-215.2-36	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		189	2068	C-C2-S188-W189-U	1000 After S-215.2-34	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.70	7.10	Feb 11, 2023	7.75	7.15	0.06	79.35	
		189	2068	C-C2-S189-W189-D	1000 After S-215.2-34	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.90	7.60	Feb 11, 2023	7.95	7.65	0.02	295.97	
		189	2068	C-C2-S189-W189-W	1000 After S-215.2-34	7.93	2.00	W TFM										
		190	2079	C-C2-S189-W190-U	500 After S-215.2-32	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.00	Feb 11, 2023	7.25	7.05	0.23	21.68	
		190	2079	C-C2-S190-W190-D	500 After S-215.2-32	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	9.10	8.50	Feb 11, 2023	9.15	8.55	-0.02	22.09	
		190	2079	C-C2-S190-W190-W	500 After S-215.2-32	7.93	2.00	W TFM										
		191	2090	C-C2-S190-W191-U	1500 After S-215.2-32	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	9.60	10.20	Feb 11, 2023	9.65	10.25	-0.02	25.80	
		191	2090	C-C2-S191-W191-D	1500 After S-215.2-32	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.80	7.30	Feb 11, 2023	7.85	7.35	0.25	21.56	
		191	2090	C-C2-S191-W191-W	1500 After S-215.2-32	7.93	2.00	W TFM										
		192	2101	C-C2-S191-W192-U	1000 After S-215.2-30	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.60	7.00	Feb 11, 2023	6.65	7.24	-0.00	15.68	
		192	2101	C-C2-S192-W192-D	1000 After S-215.2-30	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.20	Feb 11, 2023	6.95	7.10	-0.00	16.69	
		192	2101	C-C2-S192-W192-W	1000 After S-215.2-30	7.93	2.00	W TFM										
		193	2112	C-C2-S192-W193-U	900 After S-215.2-28	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	0.02	275.01	
		193	2112	C-C2-S193-W193-D	900 After S-215.2-28	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.50	Feb 11, 2023	7.45	7.55	0.00	1427.45	
		193	2112	C-C2-S193-W193-W	900 After S-215.2-28	7.93	2.00	W TFM										
		194	2123	C-C2-S193-W194-U	500 After S-215.2-26	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.60	7.10	Feb 11, 2023	7.65	7.15	-0.00	17.37	
		194	2123	C-C2-S194-W194-D	500 After S-215.2-26	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.00	Feb 11, 2023	7.45	7.05	-0.00	17.03	
		194	2123	C-C2-S194-W194-W	500 After S-215.2-26	7.93	2.00	W TFM										
		195	2134	C-C2-S194-W195-U	500 After S-215.2-24	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.70	Feb 11, 2023	7.05	7.75	-0.00	17.03	
		195	2134	C-C2-S195-W195-D	500 After S-215.2-24	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.20	Feb 11, 2023	7.05	7.25	0.01	440.89	
		195	2134	C-C2-S195-W195-W	500 After S-215.2-24	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67							
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023							
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016							
From-To: KMG-A				NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017			
Process: P				Process				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018			
Service: CO				Crude oil				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019			
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		196	2145	C-C2-S195-W196-U	500 Before S-215.2-22	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	6.90	Feb 11, 2023	7.05	6.95	0.03	185.21		
		196	2145	C-C2-S196-W196-D	500 Before S-215.2-22	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.10	Feb 11, 2023	6.95	7.15	0.03	185.21		
		196	2145	C-C2-S196-W196-W	500 Before S-215.2-22	7.93	2.00	W TFM											
		197	2156	C-C2-S196-W197-U	600 Before S-215.2-20	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.70	7.40	Feb 11, 2023	6.75	7.45	-0.00	16.02		
		197	2156	C-C2-S197-W197-D	600 Before S-215.2-20	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	8.00	7.40	Feb 11, 2023	7.52	7.45	-0.00	18.38		
		197	2156	C-C2-S197-W197-W	600 Before S-215.2-20	7.93	2.00	W TFM											
		198	2167	C-C2-S197-W198-U	800 Before S-215.2-18	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.70	7.00	Feb 11, 2023	6.75	7.05	0.00	1244.11		
		198	2167	C-C2-S198-W198-D	800 Before S-215.2-18	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.80	7.00	Feb 11, 2023	6.85	7.05	0.01	423.43		
		198	2167	C-C2-S198-W198-W	800 Before S-215.2-18	7.93	2.00	W TFM											
		199	2178	C-C2-S198-W199-U	1000 Before S-215.2-16	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.80	Feb 11, 2023	7.45	7.80	-0.02	18.38		
		199	2178	C-C2-S199-W199-D	1000 Before S-215.2-16	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.20	Feb 11, 2023	6.95	7.25	0.04	117.86		
		199	2178	C-C2-S199-W199-W	1000 Before S-215.2-16	7.93	2.00	W TFM											
C	C3	200	2189	C-C3-S199-W200-U	2500 After S-215.2-14	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.10	Jan 02, 2020	7.31	7.29	0.02	225.54		
		200	2189	C-C3-S200-W200-D	2500 After S-215.2-14	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.70	Jan 02, 2020	7.30	7.20	0.03	205.72		
		200	2189	C-C3-S200-W200-W	2500 After S-215.2-14	7.93	2.00	W TFM											
		201	2200	C-C3-S200-W201-U	400 Before S-215.2-14	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.30	Jan 02, 2020	7.35	7.46	0.01	958.02		
		201	2200	C-C3-S201-W201-D	400 Before S-215.2-14	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	9.09	9.49	Jan 02, 2020	9.00	9.60	0.02	307.70		
		201	2200	C-C3-S201-W201-W	400 Before S-215.2-14	7.93	2.00	W TFM											
		202	2211	C-C3-S201-W202-U	1800 Before S-215.2-14	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	9.59	9.49	Jan 02, 2020	9.42	8.82	0.17	40.27		
		202	2211	C-C3-S202-W202-D	1800 Before S-215.2-14	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.20	7.20	Jan 02, 2020	7.31	7.21	0.02	245.51		
		202	2211	C-C3-S202-W202-W	1800 Before S-215.2-14	7.93	2.00	W TFM											


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		203	2222	C-C3-S202-W203-U	800 After S-215.2-12	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.60	Jan 02, 2020	7.30	7.30	0.03	158.18	
		203	2222	C-C3-S203-W203-D	800 After S-215.2-12	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.30	Jan 02, 2020	7.20	7.29	0.03	155.19	
		203	2222	C-C3-S203-W203-W	800 After S-215.2-12	7.93	2.00	W TFM										
		204	2233	C-C3-S203-W204-U	1000 After S-215.2-10	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.10	Jan 02, 2020	7.00	7.10	0.02	223.84	
		204	2233	C-C3-S204-W204-D	1000 After S-215.2-10	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.00	7.50	0.08	65.94	
		204	2233	C-C3-S204-W204-W	1000 After S-215.2-10	7.93	2.00	W TFM										
		205	2244	C-C3-S204-W205-U	1300 After S-215.2-08	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.70	7.20	Jan 02, 2020	7.50	7.20	0.01	465.58	
		205	2244	C-C3-S205-W205-D	1300 After S-215.2-08	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.70	7.50	Jan 02, 2020	7.70	7.00	0.13	39.56	
		205	2244	C-C3-S205-W205-W	1300 After S-215.2-08	7.93	2.00	W TFM										
		206	2255	C-C3-S205-W206-U	1200 After S-215.2-06	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.10	Jan 02, 2020	7.43	7.20	0.02	232.79	
		206	2255	C-C3-S206-W206-D	1200 After S-215.2-06	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.50	Jan 02, 2020	7.33	7.52	0.03	176.75	
		206	2255	C-C3-S206-W206-W	1200 After S-215.2-06	7.93	2.00	W TFM										
		207	2266	C-C3-S206-W207-U	1400 After S-215.2-04	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.70	Jan 02, 2020	7.34	7.45	0.02	298.82	
		207	2266	C-C3-S207-W207-D	1400 After S-215.2-04	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.50	Jan 02, 2020	7.51	7.50	0.00	18.55	
		207	2266	C-C3-S207-W207-W	1400 After S-215.2-04	7.93	2.00	W TFM										
		208	2277	C-C3-S207-W208-U	1400 After S-215.2-02	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	6.69	7.39	Jan 02, 2020	6.77	7.40	-0.01	16.09	
		208	2277	C-C3-S208-W208-D	1400 After S-215.2-02	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.79	Jan 02, 2020	7.30	7.60	0.01	474.53	
		208	2277	C-C3-S208-W208-W	1400 After S-215.2-02	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.55	0.02	256.05	
		209	2288	C-C3-S208-W209-U	1500 After S-215.1-60	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.69	7.49	Jan 02, 2020	7.53	7.40	0.02	237.37	
		209	2288	C-C3-S209-W209-D	1500 After S-215.1-60	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	8.09	7.20	Jan 02, 2020	7.46	7.35	0.01	958.02	
		209	2288	C-C3-S209-W209-W	1500 After S-215.1-60	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.45	0.03	199.06	

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):			4300			Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67		
Pipe size (in):		6			% Inspection:			20			1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023		
Flowline No.:		KMG-AA			No. of section (sections):			5			2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016		
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):			860			3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):			172			4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):			391			5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		210	2299	C-C3-S209-W210-U	2100 After S-215.1-58	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.20	Jan 02, 2020	7.28	7.20	0.03	155.19		
		210	2299	C-C3-S210-W210-D	2100 After S-215.1-58	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.30	7.39	Jan 02, 2020	7.20	7.40	0.03	205.72		
		210	2299	C-C3-S210-W210-W	2100 After S-215.1-58	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.00	0.05	94.26		
		211	2310	C-C3-S210-W211-U	2500 After S-215.1-56	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	6.90	7.30	Jan 02, 2020	7.00	7.22	0.01	447.67		
		211	2310	C-C3-S211-W211-D	2500 After S-215.1-56	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.70	6.90	Jan 02, 2020	7.71	7.00	0.00	16.86		
		211	2310	C-C3-S211-W211-W	2500 After S-215.1-56	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.55	0.02	256.05		
		212	2321	C-C3-S211-W212-U	2700 After S-215.1-54	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.29	Jan 02, 2020	7.20	7.30	0.02	228.58		
		212	2321	C-C3-S212-W212-D	2700 After S-215.1-54	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.59	7.39	Jan 02, 2020	7.60	7.20	0.05	108.27		
		212	2321	C-C3-S212-W212-W	2700 After S-215.1-54	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.45	0.03	199.06		
		213	2332	C-C3-S212-W213-U	3000 After S-215.1-52	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.20	Jan 02, 2020	7.34	7.50	0.02	298.82		
		213	2332	C-C3-S213-W213-D	3000 After S-215.1-52	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.39	7.70	Jan 02, 2020	7.49	7.69	-0.01	18.52		
		213	2332	C-C3-S213-W213-W	3000 After S-215.1-52	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.45	0.03	199.06		
		214	2343	C-C3-S213-W214-U	3000 After S-215.1-50	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.19	Jan 02, 2020	7.00	7.20	0.02	223.84		
		214	2343	C-C3-S214-W214-D	3000 After S-215.1-50	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.19	7.70	Jan 02, 2020	7.20	7.70	0.00	17.54		
		214	2343	C-C3-S214-W214-W	3000 After S-215.1-50	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.55	0.02	256.05		
C	C4	215	2354	C-C4-S214-W215-U	2600 Before S-215.1-49	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.60	7.49	Feb 21, 2022	7.73	8.00	-0.02	19.33		
		215	2354	C-C4-S215-W215-D	2600 Before S-215.1-49	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.60	7.70	Feb 21, 2022	7.74	7.85	-0.00	19.36		
		215	2354	C-C4-S215-W215-W	2600 Before S-215.1-49	7.93	2.00	W TFM											
		216	2365	C-C4-S215-W216-U	800 After S-215.1-47	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.89		Feb 21, 2022	7.90	7.86	0.01	990.58		
		216	2365	C-C4-S216-W216-D	800 After S-215.1-47	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.99		Feb 21, 2022	7.74	7.69	0.06	96.18		
		216	2365	C-C4-S216-W216-W	800 After S-215.1-47	7.93	2.00	W TFM											


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		217	2376	C-C4-S216-W217-U	800 After S-215.1-45	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.10	7.10	Feb 21, 2022	7.76	7.81	-0.03	19.43	
		217	2376	C-C4-S217-W217-D	800 After S-215.1-45	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.10	7.20	Feb 21, 2022	7.63	7.76	-0.00	18.99	
		217	2376	C-C4-S217-W217-W	800 After S-215.1-45	7.93	2.00	W TFM										
		218	2387	C-C4-S217-W218-U	1000 After S-215.1-43	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.99	6.59	Feb 21, 2022	7.39	7.18	-0.06	17.47	
		218	2387	C-C4-S218-W218-D	1000 After S-215.1-43	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.49	5.79	Feb 21, 2022	7.11	6.45	-0.06	15.01	
		218	2387	C-C4-S218-W218-W	1000 After S-215.1-43	7.93	2.00	W TFM										
		219	2398	C-C4-S218-W219-U	1300 After S-215.1-41	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	6.79	Feb 21, 2022	7.40	7.45	-0.06	18.21	
		219	2398	C-C4-S219-W219-D	1300 After S-215.1-41	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.79	Feb 21, 2022	7.19	7.24	-0.04	17.50	
		219	2398	C-C4-S219-W219-W	1300 After S-215.1-41	7.93	2.00	W TFM										
		220	2409	C-C4-S219-W220-U	1500 After S-215.1-39	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.69	7.19	Feb 21, 2022	7.13	7.36	-0.04	17.30	
		220	2409	C-C4-S220-W220-D	1500 After S-215.1-39	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	6.99	Feb 21, 2022	7.12	7.21	-0.05	17.27	
		220	2409	C-C4-S220-W220-W	1500 After S-215.1-39	7.93	2.00	W TFM										
		221	2420	C-C4-S220-W221-U	500 After S-215.1-37	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.49	6.99	Feb 21, 2022	7.17	7.77	-0.07	17.44	
		221	2420	C-C4-S221-W221-D	500 After S-215.1-37	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.69	Feb 21, 2022	7.12	7.21	-0.07	17.27	
		221	2420	C-C4-S221-W221-W	500 After S-215.1-37	7.93	2.00	W TFM										
		222	2431	C-C4-S221-W222-U	700 After S-215.1-35	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	6.39	Feb 21, 2022	7.31	7.19	-0.08	17.50	
		222	2431	C-C4-S222-W222-D	700 After S-215.1-35	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	6.49	Feb 21, 2022	7.11	7.13	-0.06	17.23	
		222	2431	C-C4-S222-W222-W	700 After S-215.1-35	7.93	2.00	W TFM										
		223	2442	C-C4-S222-W223-U	1000 After S-215.1-33	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.69	6.89	Feb 21, 2022	7.22	7.27	-0.05	17.61	
		223	2442	C-C4-S223-W223-D	1000 After S-215.1-33	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.79	6.49	Feb 21, 2022	7.31	7.12	-0.06	17.27	
		223	2442	C-C4-S223-W223-W	1000 After S-215.1-33	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		224	2453	C-C4-S223-W224-U	1200 After S-215.1-31	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.49	6.59	Feb 21, 2022	7.45	7.31	-0.08	17.91	
		224	2453	C-C4-S224-W224-D	1200 After S-215.1-31	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.79	6.39	Feb 21, 2022	7.36	7.14	-0.07	17.34	
		224	2453	C-C4-S224-W224-W	1200 After S-215.1-31	7.93	2.00	W TFM										
		225	2464	C-C4-S224-W225-U	1500 After S-215.1-29	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	6.99	Feb 21, 2022	7.40	7.30	-0.04	17.88	
		225	2464	C-C4-S225-W225-D	1500 After S-215.1-29	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.79	6.49	Feb 21, 2022	7.26	7.12	-0.06	17.27	
		225	2464	C-C4-S225-W225-W	1500 After S-215.1-29	7.93	2.00	W TFM										
		226	2475	C-C4-S225-W226-U	1800 After S-215.1-27	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	7.19	Feb 21, 2022	7.00	7.38	-0.01	16.86	
		226	2475	C-C4-S226-W226-D	1800 After S-215.1-27	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.59	Feb 21, 2022	7.15	7.02	-0.06	16.93	
		226	2475	C-C4-S226-W226-W	1800 After S-215.1-27	7.93	2.00	W TFM										
		227	2486	C-C4-S226-W227-U	2000 After S-215.1-25	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.69	6.49	Feb 21, 2022	7.40	7.28	-0.08	17.81	
		227	2486	C-C4-S227-W227-D	2000 After S-215.1-25	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.29	6.79	Feb 21, 2022	7.09	6.27	0.00	1082.71	
		227	2486	C-C4-S227-W227-W	2000 After S-215.1-25	7.93	2.00	W TFM										
		228	2497	C-C4-S227-W228-U	2300 After S-215.1-23	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	6.49	Feb 21, 2022	7.64	7.24	-0.07	17.67	
		228	2497	C-C4-S228-W228-D	2300 After S-215.1-23	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.69	Feb 21, 2022	7.03	7.34	-0.06	16.96	
		228	2497	C-C4-S228-W228-W	2300 After S-215.1-23	7.93	2.00	W TFM										
		229	2508	C-C4-S228-W229-U	2000 After S-215.1-21	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.69	7.09	Feb 21, 2022	6.98	6.96	-0.03	16.73	
		229	2508	C-C4-S229-W229-D	2000 After S-215.1-21	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.49	Feb 21, 2022	6.95	7.00	-0.04	16.69	
		229	2508	C-C4-S229-W229-W	2000 After S-215.1-21	7.93	2.00	W TFM										
		230	2519	C-C4-S229-W230-U	3000 After S-215.1-19	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.89	6.79	Feb 21, 2022	7.54	6.44	0.07	64.33	
		230	2519	C-C4-S230-W230-D	3000 After S-215.1-19	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.79	Feb 21, 2022	6.78	6.75	-0.03	16.02	
		230	2519	C-C4-S230-W230-W	3000 After S-215.1-19	7.93	2.00	W TFM										

	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
C	C5	231	2530	C-C5-S230-W231-U	2000 After S-215.1-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.10	7.79	Feb 21, 2022	7.24	7.67	0.01	794.85	
		231	2530	C-C5-S231-W231-D	2000 After S-215.1-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.40	7.50	Feb 21, 2022	7.41	7.10	0.07	69.72	
		231	2530	C-C5-S231-W231-W	2000 After S-215.1-17	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29	
		232	2541	C-C5-S231-W232-U	2000 After S-215.1-15	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.49	6.99	Feb 21, 2022	7.57	7.18	-0.02	17.47	
		232	2541	C-C5-S232-W232-D	2000 After S-215.1-15	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.99	7.09	Feb 21, 2022	7.23	7.24	-0.03	17.64	
		232	2541	C-C5-S232-W232-W	2000 After S-215.1-15	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		6.72	0.07	70.92	
		233	2552	C-C5-S232-W233-U	3000 After S-215.1-13	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.30	7.79	Feb 21, 2022	7.52	7.69	0.01	627.99	
		233	2552	C-C5-S233-W233-D	3000 After S-215.1-13	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.30	7.19	Feb 21, 2022	7.09	7.18	0.02	208.76	
		233	2552	C-C5-S233-W233-W	3000 After S-215.1-13	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29	
		234	2563	C-C5-S233-W234-U	3000 After S-215.1-11	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.19	Feb 21, 2022	7.61	7.18	0.00	2124.51	
		234	2563	C-C5-S234-W234-D	3000 After S-215.1-11	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.19	Feb 21, 2022	7.11	6.93	0.06	77.77	
		234	2563	C-C5-S234-W234-W	3000 After S-215.1-11	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		6.93	0.06	89.63	
		235	2574	C-C5-S234-W235-U	3000 After S-215.1-09	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.60	7.30	Feb 21, 2022	7.27	7.36	0.04	145.35	
		235	2574	C-C5-S235-W235-D	3000 After S-215.1-09	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.10	7.30	Feb 21, 2022	7.19	7.38	0.00	4723.61	
		235	2574	C-C5-S235-W235-W	3000 After S-215.1-09	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.04	0.05	102.96	
		236	2585	C-C5-S235-W236-U	3000 After S-215.1-07	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.39	Feb 21, 2022	7.39	7.63	-0.02	18.18	
		236	2585	C-C5-S236-W236-D	3000 After S-215.1-07	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	6.79	Feb 21, 2022	7.36	6.98	-0.02	16.80	
		236	2585	C-C5-S236-W236-W	3000 After S-215.1-07	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		6.82	0.06	78.95	
		237	2596	C-C5-S236-W237-U	2500 After S-215.1-06	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.59	Feb 21, 2022	7.91	8.12	-0.07	19.93	
		237	2596	C-C5-S237-W237-D	2500 After S-215.1-06	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.49	7.29	Feb 21, 2022	7.99	7.97	-0.07	20.13	
		237	2596	C-C5-S237-W237-W	2500 After S-215.1-06	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A				NTM-C				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Process				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Crude oil				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		238	2607	C-C5-S237-W238-U	2500 After S-215.1-04	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.49	Feb 21, 2022	8.57	8.35	-0.10	21.42	
		238	2607	C-C5-S238-W238-D	2500 After S-215.1-04	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.89	6.99	Feb 21, 2022	8.22	8.05	-0.13	20.40	
		238	2607	C-C5-S238-W238-W	2500 After S-215.1-04	7.93	2.00	W TFM										
		239	2618	C-C5-S238-W239-U	4000 Before S-215.1-01	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.19	Feb 21, 2022	8.90	8.59	-0.15	22.23	
		239	2618	C-C5-S239-W239-D	4000 Before S-215.1-01	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.49	Feb 21, 2022	8.76	8.81	-0.16	22.80	
		239	2618	C-C5-S239-W239-W	4000 Before S-215.1-01	7.93	2.00	W TFM										
		240	2629	C-C5-S239-W240-U	2500 Before S-215-03	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.99	7.69	Feb 21, 2022	8.82	8.56	-0.09	22.12	
		240	2629	C-C5-S240-W240-D	2500 Before S-215-03	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	9.59	6.69	Feb 21, 2022	10.25	9.87	-0.35	26.54	
		240	2629	C-C5-S240-W240-W	2500 Before S-215-03	7.93	2.00	W TFM										
		241	2640	C-C5-S240-W241-U	500 Before S-215-03	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	9.40	7.79	Feb 21, 2022	9.71	9.90	-0.21	26.00	
		241	2640	C-C5-S241-W241-D	500 Before S-215-03	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.79	7.59	Feb 21, 2022	8.86	8.44	-0.09	21.72	
		241	2640	C-C5-S241-W241-W	500 Before S-215-03	7.93	2.00	W TFM										
		242	2651	C-C5-S241-W242-U	3000 Before S-215-01	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.40	7.90	Feb 21, 2022	7.14	7.59	0.06	81.08	
		242	2651	C-C5-S242-W242-D	3000 Before S-215-01	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.60	7.99	Feb 21, 2022	7.68	7.83	0.00	2584.79	
		242	2651	C-C5-S242-W242-W	3000 Before S-215-01	7.93	2.00	W TFM										
		243	2662	C-C5-S242-W243-U	2500 Before S-214-52	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.47	6.95	0.01	507.54	
		243	2662	C-C5-S243-W243-D	2500 Before S-214-52	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.39	Feb 21, 2022	7.12	7.73	-0.00	17.27	
		243	2662	C-C5-S243-W243-W	2500 Before S-214-52	7.93	2.00	W TFM										
		244	2673	C-C5-S243-W244-U	2500 Before S-214-50	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.89	7.39	Feb 21, 2022	7.22	7.24	-0.04	17.61	
		244	2673	C-C5-S244-W244-D	2500 Before S-214-50	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.29	Feb 21, 2022	7.48	7.81	-0.03	18.48	
		244	2673	C-C5-S244-W244-W	2500 Before S-214-50	7.93	2.00	W TFM										




 <div>PTTEP</div>	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM	
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m): 4300		Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67					
Pipe size (in): 6			% Inspection: 20		1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023					
Flowline No.: KMG-AA			No. of section (sections): 5		2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016					
From-To: KMG-A		NTM-C	Length of section (m): 860		3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017					
Process: P		Process	Length of subsection (m): 172		4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018					
Service: CO		Crude oil	Total spool (spools): 391		5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019					


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		245	2684	C-C5-S244-W245-U	2500 Before S-214-48	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.39	Feb 21, 2022	7.70	7.06	0.08	62.89	
		245	2684	C-C5-S245-W245-D	2500 Before S-214-48	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.59	Feb 21, 2022	7.65	7.51	-0.02	18.58	
		245	2684	C-C5-S245-W245-W	2500 Before S-214-48	7.93	2.00	W TFM										
		246	2695	C-C5-S245-W246-U	2000 After S-214-47	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	7.09	Feb 21, 2022	7.21	6.98	0.00	2042.48	
		246	2695	C-C5-S246-W246-D	2000 After S-214-47	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	9.29	9.59	Feb 21, 2022	9.76	9.67	-0.04	25.87	
		246	2695	C-C5-S246-W246-W	2000 After S-214-47	7.93	2.00	W TFM										
		247	2706	C-C5-S246-W247-U	3000 After S-214-47	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	10.29	8.79	Feb 21, 2022	10.07	9.71	-0.10	26.00	
		247	2706	C-C5-S247-W247-D	3000 After S-214-47	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.20	7.39	Feb 21, 2022	7.27	7.70	0.01	368.96	
		247	2706	C-C5-S247-W247-W	3000 After S-214-47	7.93	2.00	W TFM										
D	D1	248	2717	D-D1-S247-W248-U	2700 After S-214-46	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.59	Feb 11, 2023	7.24	7.64	-0.00	17.67	
		248	2717	D-D1-S248-W248-D	2700 After S-214-46	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.39	7.99	Feb 11, 2023	7.44	8.00	-0.00	18.35	
		248	2717	D-D1-S248-W248-W	2700 After S-214-46	7.93	2.00	W TFM										
		249	2728	D-D1-S248-W249-U	2000 After S-214-44	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	6.89	Feb 11, 2023	7.44	6.94	-0.00	16.66	
		249	2728	D-D1-S249-W249-D	2000 After S-214-44	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.09	Feb 11, 2023	7.34	7.14	-0.00	17.34	
		249	2728	D-D1-S249-W249-W	2000 After S-214-44	7.93	2.00	W TFM										
		250	2739	D-D1-S249-W250-U	2900 Before S-214-42	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.49	7.19	Feb 11, 2023	7.54	7.24	-0.00	17.67	
		250	2739	D-D1-S250-W250-D	2900 Before S-214-42	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.69	7.19	Feb 11, 2023	7.74	7.24	-0.00	17.67	
		250	2739	D-D1-S250-W250-W	2900 Before S-214-42	7.93	2.00	W TFM										
		251	2750	D-D1-S250-W251-U	1000 Before S-214-40	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.99	6.59	Feb 11, 2023	7.04	6.64	-0.00	15.65	
		251	2750	D-D1-S251-W251-D	1000 Before S-214-40	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.19	Feb 11, 2023	7.24	7.24	-0.00	17.67	
		251	2750	D-D1-S251-W251-W	1000 Before S-214-40	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6						% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		252	2761	D-D1-S251-W252-U	1300 Before S-214-38	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.80	7.09	Feb 11, 2023	6.85	7.14	0.03	176.09	
		252	2761	D-D1-S252-W252-D	1300 Before S-214-38	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.29	Feb 11, 2023	7.35	7.34	-0.00	18.01	
		252	2761	D-D1-S252-W252-W	1300 Before S-214-38	7.93	2.00	W TFM										
		253	2772	D-D1-S252-W253-U	1500 Before S-214-36	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.00	Feb 11, 2023	7.25	7.05	0.02	305.58	
		253	2772	D-D1-S253-W253-D	1500 Before S-214-36	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.19	Feb 11, 2023	7.14	7.24	-0.00	17.34	
		253	2772	D-D1-S253-W253-W	1500 Before S-214-36	7.93	2.00	W TFM										
		254	2783	D-D1-S253-W254-U	1500 Before S-214-34	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	0.03	190.61	
		254	2783	D-D1-S254-W254-D	1500 Before S-214-34	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.20	7.20	Feb 11, 2023	7.25	7.25	0.02	317.68	
		254	2783	D-D1-S254-W254-W	1500 Before S-214-34	7.93	2.00	W TFM										
		255	2794	D-D1-S254-W255-U	2000 Before S-214-32	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.39	7.30	Feb 11, 2023	7.44	7.35	0.01	971.21	
		255	2794	D-D1-S255-W255-D	2000 Before S-214-32	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.49	Feb 11, 2023	7.24	7.54	-0.00	17.67	
		255	2794	D-D1-S255-W255-W	2000 Before S-214-32	7.93	2.00	W TFM										
		256	2805	D-D1-S255-W256-U	2400 Before S-214-30	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.29	7.99	Feb 11, 2023	7.34	8.04	-0.00	18.01	
		256	2805	D-D1-S256-W256-D	2400 Before S-214-30	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	7.29	Feb 11, 2023	7.04	7.34	-0.00	17.00	
		256	2805	D-D1-S256-W256-W	2400 Before S-214-30	7.93	2.00	W TFM										
		257	2816	D-D1-S256-W257-U	2500 Before S-214-28	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.50	7.39	Feb 11, 2023	7.55	7.44	-0.00	18.35	
		257	2816	D-D1-S257-W257-D	2500 Before S-214-28	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.59	Feb 11, 2023	7.24	7.64	-0.00	17.67	
		257	2816	D-D1-S257-W257-W	2500 Before S-214-28	7.93	2.00	W TFM										
		258	2827	D-D1-S257-W258-U	2500 Before S-214-26	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.59	7.19	Feb 11, 2023	7.64	7.24	-0.00	17.67	
		258	2827	D-D1-S258-W258-D	2500 Before S-214-26	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.99	6.79	Feb 11, 2023	7.04	6.84	-0.00	16.32	
		258	2827	D-D1-S258-W258-W	2500 Before S-214-26	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		259	2838	D-D1-S258-W259-U	2500 Before S-214-24	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.40	7.30	Feb 11, 2023	7.45	7.35	0.01	971.21	
		259	2838	D-D1-S259-W259-D	2500 Before S-214-24	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.00	6.69	Feb 11, 2023	7.05	6.74	-0.00	15.99	
		259	2838	D-D1-S259-W259-W	2500 Before S-214-24	7.93	2.00	W TFM										
		260	2849	D-D1-S259-W260-U	2700 Before S-214-22	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.99	7.40	Feb 11, 2023	7.04	7.45	-0.00	17.00	
		260	2849	D-D1-S260-W260-D	2700 Before S-214-22	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.20	6.99	Feb 11, 2023	7.25	7.00	0.00	16.86	
		260	2849	D-D1-S260-W260-W	2700 Before S-214-22	7.93	2.00	W TFM										
		261	2860	D-D1-S260-W261-U	2700 Before S-214-20	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.20	Feb 11, 2023	7.15	7.25	0.01	934.90	
		261	2860	D-D1-S261-W261-D	2700 Before S-214-20	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.00	6.89	Feb 11, 2023	7.05	6.94	-0.00	16.66	
		261	2860	D-D1-S261-W261-W	2700 Before S-214-20	7.93	2.00	W TFM										
		262	2871	D-D1-S261-W262-U	3000 After S-214-18	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.30	7.20	Feb 11, 2023	7.35	7.25	0.03	190.61	
		262	2871	D-D1-S262-W262-D	3000 After S-214-18	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.10	7.49	Feb 11, 2023	7.15	5.90	0.29	13.24	
		262	2871	D-D1-S262-W262-W	3000 After S-214-18	7.93	2.00	W TFM										
D	D2	263	2882	D-D2-S262-W263-U	2500 After S-214-17	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.40	Feb 11, 2023	7.15	7.45	0.02	269.78	
		263	2882	D-D2-S263-W263-D	2500 After S-214-17	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.00	Feb 11, 2023	6.95	7.05	-0.00	16.69	
		263	2882	D-D2-S263-W263-W	2500 After S-214-17	7.93	2.00	W TFM										
		264	2893	D-D2-S263-W264-U	2500 After S-214-15	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	7.40	Feb 11, 2023	6.95	7.45	-0.00	16.69	
		264	2893	D-D2-S264-W264-D	2500 After S-214-15	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.70	6.80	Feb 11, 2023	6.75	6.85	0.00	1244.11	
		264	2893	D-D2-S264-W264-W	2500 After S-214-15	7.93	2.00	W TFM										
		265	2904	D-D2-S264-W265-U	2000 After S-214-13	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.40	Feb 11, 2023	7.05	7.45	-0.00	17.03	
		265	2904	D-D2-S265-W265-D	2000 After S-214-13	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.80	7.00	Feb 11, 2023	6.85	7.05	-0.00	16.36	
		265	2904	D-D2-S265-W265-W	2000 After S-214-13	7.93	2.00	W TFM										

			FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM			
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67									
Pipe size (in): 6			% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023									
Flowline No.: KMG-AA			No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016									
From-To: KMG-A NTM-C			Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017									
Process: P			Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018									
Service: CO			Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019									
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		266	2915	D-D2-S265-W266-U	1500 After S-214-11	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.50	Feb 11, 2023	7.45	7.55	0.00	1427.45	
		266	2915	D-D2-S266-W266-D	1500 After S-214-11	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.60	6.90	Feb 11, 2023	6.65	6.95	0.00	1217.92	
		266	2915	D-D2-S266-W266-W	1500 After S-214-11	7.93	2.00	W TFM										
		267	2926	D-D2-S266-W267-U	1500 After S-214-09	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	6.60	Feb 11, 2023	6.95	6.65	0.03	135.32	
		267	2926	D-D2-S267-W267-D	1500 After S-214-09	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	6.50	Feb 11, 2023	7.15	6.55	0.04	108.34	
		267	2926	D-D2-S267-W267-W	1500 After S-214-09	7.93	2.00	W TFM										
		268	2937	D-D2-S267-W268-U	1000 After S-214-07	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.20	Feb 11, 2023	7.45	7.25	-0.00	17.71	
		268	2937	D-D2-S268-W268-D	1000 After S-214-07	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.50	Feb 11, 2023	7.35	7.55	0.02	280.25	
		268	2937	D-D2-S268-W268-W	1000 After S-214-07	7.93	2.00	W TFM										
		269	2948	D-D2-S268-W269-U	500 Before S-214-05	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	6.90	Feb 11, 2023	6.95	6.95	0.04	117.86	
		269	2948	D-D2-S269-W269-D	500 Before S-214-05	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.20	7.20	Feb 11, 2023	7.25	7.25	0.03	196.44	
		269	2948	D-D2-S269-W269-W	500 Before S-214-05	7.93	2.00	W TFM										
		270	2959	D-D2-S269-W270-U	500 Before S-214-04	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.30	Feb 11, 2023	7.15	7.35	0.00	1348.88	
		270	2959	D-D2-S270-W270-D	500 Before S-214-04	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	6.70	Feb 11, 2023	6.95	6.75	-0.00	16.02	
		270	2959	D-D2-S270-W270-W	500 Before S-214-04	7.93	2.00	W TFM										
		271	2970	D-D2-S270-W271-U	1000 Before S-214-02	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	-0.00	17.71	
		271	2970	D-D2-S271-W271-D	1000 Before S-214-02	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	6.90	Feb 11, 2023	7.45	6.95	-0.00	16.69	
		271	2970	D-D2-S271-W271-W	1000 Before S-214-02	7.93	2.00	W TFM										
		272	2981	D-D2-S271-W272-U	1000 Before S-213-48	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.60	Feb 11, 2023	7.45	7.65	-0.00	18.38	
		272	2981	D-D2-S272-W272-D	1000 Before S-213-48	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.40	Feb 11, 2023	7.05	7.45	0.03	188.95	
		272	2981	D-D2-S272-W272-W	1000 Before S-213-48	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT								PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67	
Pipe size (in):	6		% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023	
Flowline No.:	KMG-AA		No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016	
From-To:	KMG-A	NTM-C	Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017	
Process:	P	Process	Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018	
Service:	CO	Crude oil	Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019	


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		273	2992	D-D2-S272-W273-U	2000 Before S-213-46	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.20	Feb 11, 2023	7.45	7.25	-0.00	17.71	
		273	2992	D-D2-S273-W273-D	2000 Before S-213-46	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.00	Feb 11, 2023	7.35	7.05	-0.00	17.03	
		273	2992	D-D2-S273-W273-W	2000 Before S-213-46	7.93	2.00	W TFM										
		274	3003	D-D2-S273-W274-U	2000 Before S-213-44	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.70	7.60	Feb 11, 2023	7.75	7.20	0.13	39.57	
		274	3003	D-D2-S274-W274-D	2000 Before S-213-44	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	6.90	Feb 11, 2023	7.55	6.95	0.05	99.73	
		274	3003	D-D2-S274-W274-W	2000 Before S-213-44	7.93	2.00	W TFM										
		275	3014	D-D2-S274-W275-U	2500 Before S-213-42	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.50	6.80	Feb 11, 2023	7.55	6.85	-0.00	16.36	
		275	3014	D-D2-S275-W275-D	2500 Before S-213-42	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.20	Feb 11, 2023	7.15	7.25	0.00	1348.88	
		275	3014	D-D2-S275-W275-W	2500 Before S-213-42	7.93	2.00	W TFM										
		276	3025	D-D2-S275-W276-U	3000 Before S-213-40	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.50	Feb 11, 2023	7.25	7.55	-0.00	17.71	
		276	3025	D-D2-S276-W276-D	3000 Before S-213-40	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.00	7.00	Feb 11, 2023	7.05	7.05	-0.00	17.03	
		276	3025	D-D2-S276-W276-W	3000 Before S-213-40	7.93	2.00	W TFM										
		277	3036	D-D2-S276-W277-U	3000 Before S-213-38	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.00	Feb 11, 2023	7.15	7.05	0.00	1322.68	
		277	3036	D-D2-S277-W277-D	3000 Before S-213-38	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.10	Feb 11, 2023	7.15	7.15	-0.00	17.37	
		277	3036	D-D2-S277-W277-W	3000 Before S-213-38	7.93	2.00	W TFM										
		278	3047	D-D2-S277-W278-U	2500 After S-213-37	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.20	7.30	Feb 11, 2023	7.25	7.35	-0.00	17.71	
		278	3047	D-D2-S278-W278-D	2500 After S-213-37	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.20	7.20	Feb 11, 2023	7.25	7.25	-0.00	17.71	
		278	3047	D-D2-S278-W278-W	2500 After S-213-37	7.93	2.00	W TFM										
D	D3	279	3058	D-D3-S278-W279-U	2600 Before S-213-35	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.49	7.49	Jan 02, 2020	7.50	7.50	0.00	18.55	
		279	3058	D-D3-S279-W279-D	2600 Before S-213-35	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.19	7.50	Jan 02, 2020	7.25	7.20	-0.00	17.54	
		279	3058	D-D3-S279-W279-W	2600 Before S-213-35	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67								
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023								
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016								
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017								
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018								
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019								
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		280	3069	D-D3-S279-W280-U	2500 Before S-213-33	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.49	7.29	Jan 02, 2020	7.45	7.30	0.00	17.88	
		280	3069	D-D3-S280-W280-D	2500 Before S-213-33	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.39	7.40	Jan 02, 2020	7.40	7.29	0.03	209.28	
		280	3069	D-D3-S280-W280-W	2500 Before S-213-33	7.93	2.00	W TFM										
		281	3080	D-D3-S280-W281-U	2000 Before S-213-31	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.30	Jan 02, 2020	7.17	7.45	0.01	356.07	
		281	3080	D-D3-S281-W281-D	2000 Before S-213-31	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.39	6.60	Jan 02, 2020	7.31	7.29	0.01	430.58	
		281	3080	D-D3-S281-W281-W	2000 Before S-213-31	7.93	2.00	W TFM										
		282	3091	D-D3-S281-W282-U	3000 Before S-213-30	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.50	7.79	Jan 02, 2020	7.58	7.69	0.02	227.09	
		282	3091	D-D3-S282-W282-D	3000 Before S-213-30	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	8.09	7.70	Jan 02, 2020	8.00	6.62	0.27	16.92	
		282	3091	D-D3-S282-W282-W	3000 Before S-213-30	7.93	2.00	W TFM										
		283	3102	D-D3-S282-W283-U	3000 Before S-213-28	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.59	7.09	Jan 02, 2020	7.50	7.35	-0.03	18.04	
		283	3102	D-D3-S283-W283-D	3000 Before S-213-28	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.30	Jan 02, 2020	7.40	7.36	0.04	141.15	
		283	3102	D-D3-S283-W283-W	3000 Before S-213-28	7.93	2.00	W TFM										
		284	3113	D-D3-S283-W284-U	2800 Before S-213-26	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	6.99	Jan 02, 2020	7.20	7.00	0.00	16.86	
		284	3113	D-D3-S284-W284-D	2800 Before S-213-26	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.60	7.60	Jan 02, 2020	7.29	7.70	0.08	67.51	
		284	3113	D-D3-S284-W284-W	2800 Before S-213-26	7.93	2.00	W TFM										
		285	3124	D-D3-S284-W285-U	2700 Before S-213-24	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.19	7.29	Jan 02, 2020	7.37	7.35	-0.02	18.04	
		285	3124	D-D3-S285-W285-D	2700 Before S-213-24	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.50	7.60	Jan 02, 2020	7.40	7.52	0.04	120.87	
		285	3124	D-D3-S285-W285-W	2700 Before S-213-24	7.93	2.00	W TFM										
		286	3135	D-D3-S285-W286-U	2600 Before S-213-22	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.19	7.39	Jan 02, 2020	7.00	7.50	0.05	104.11	
		286	3135	D-D3-S286-W286-D	2600 Before S-213-22	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	6.90	Jan 02, 2020	7.50	7.60	0.00	18.55	
		286	3135	D-D3-S286-W286-W	2600 Before S-213-22	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		287	3146	D-D3-S286-W287-U	2600 Before S-213-20	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.20	Jan 02, 2020	7.20	7.35	0.01	465.58	
		287	3146	D-D3-S287-W287-D	2600 Before S-213-20	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.60	7.50	Jan 02, 2020	7.61	7.00	0.13	39.56	
		287	3146	D-D3-S287-W287-W	2600 Before S-213-20	7.93	2.00	W TFM										
		288	3157	D-D3-S287-W288-U	2200 Before S-213-18	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.49	Jan 02, 2020	7.30	7.60	0.00	17.88	
		288	3157	D-D3-S288-W288-D	2200 Before S-213-18	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.59	7.30	Jan 02, 2020	7.80	7.50	0.01	492.44	
		288	3157	D-D3-S288-W288-W	2200 Before S-213-18	7.93	2.00	W TFM										
		289	3168	D-D3-S288-W289-U	2100 Before S-213-16	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.50	7.09	Jan 02, 2020	7.54	7.00	0.02	219.79	
		289	3168	D-D3-S289-W289-D	2100 Before S-213-16	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.29	7.29	Jan 02, 2020	7.28	7.00	0.07	68.21	
		289	3168	D-D3-S289-W289-W	2100 Before S-213-16	7.93	2.00	W TFM										
		290	3179	D-D3-S289-W290-U	500 After S-213-14	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.79	7.19	Jan 02, 2020	7.80	7.20	0.00	17.54	
		290	3179	D-D3-S290-W290-D	500 After S-213-14	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.10	7.00	Jan 02, 2020	7.10	7.20	0.02	228.31	
		290	3179	D-D3-S290-W290-W	500 After S-213-14	7.93	2.00	W TFM										
		291	3190	D-D3-S290-W291-U	2000 Before S-213-13	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	6.99	Jan 02, 2020	7.30	7.00	0.00	16.86	
		291	3190	D-D3-S291-W291-D	2000 Before S-213-13	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.69	6.99	Jan 02, 2020	7.70	7.00	0.00	16.86	
		291	3190	D-D3-S291-W291-W	2000 Before S-213-13	7.93	2.00	W TFM										
		292	3201	D-D3-S291-W292-U	1500 Before S-213-12	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.30	Jan 02, 2020	7.19	7.20	0.03	149.90	
		292	3201	D-D3-S292-W292-D	1500 Before S-213-12	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.40	7.39	Jan 02, 2020	7.40	7.40	0.00	18.21	
		292	3201	D-D3-S292-W292-W	1500 Before S-213-12	7.93	2.00	W TFM										
D	D4	293	3212	D-D4-S292-W293-U	1300 After S-213-09	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	6.19	Feb 21, 2022	7.47	6.89	-0.07	16.49	
		293	3212	D-D4-S293-W293-D	1300 After S-213-09	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.39	6.89	Feb 21, 2022	7.75	7.50	-0.06	18.55	
		293	3212	D-D4-S293-W293-W	1300 After S-213-09	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Process				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022						
Service: CO				Crude oil				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023						
												9th Inspection date: Jan 16, 2018						
												10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		294	3223	D-D4-S293-W294-U	1100 After S-213-07	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.30	6.69	Feb 21, 2022	7.08	6.96	-0.03	16.73	
		294	3223	D-D4-S294-W294-D	1100 After S-213-07	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.61	7.48	-0.05	18.48	
		294	3223	D-D4-S294-W294-W	1100 After S-213-07	7.93	2.00	W TFM										
		295	3234	D-D4-S294-W295-U	800 After S-213-05	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.30	7.20	Feb 21, 2022	7.88	7.81	-0.02	19.60	
		295	3234	D-D4-S295-W295-D	800 After S-213-05	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.20	7.20	Feb 21, 2022	7.68	8.00	-0.03	19.16	
		295	3234	D-D4-S295-W295-W	800 After S-213-05	7.93	2.00	W TFM										
		296	3245	D-D4-S295-W296-U	700 After S-213-03	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.49		Feb 21, 2022	7.94	7.98	-0.04	20.03	
		296	3245	D-D4-S296-W296-D	700 After S-213-03	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.69		Feb 21, 2022	7.79	7.85	-0.01	19.53	
		296	3245	D-D4-S296-W296-W	700 After S-213-03	7.93	2.00	W TFM										
		297	3256	D-D4-S296-W297-U	1500 Before S-212-47	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.80	7.20	Feb 21, 2022	7.67	7.41	-0.02	18.25	
		297	3256	D-D4-S297-W297-D	1500 Before S-212-47	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.80	7.00	Feb 21, 2022	7.30	6.67	0.05	88.79	
		297	3256	D-D4-S297-W297-W	1500 Before S-212-47	7.93	2.00	W TFM										
		298	3267	D-D4-S297-W298-U	2500 After S-212-46	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	7.70	7.60	Feb 21, 2022	7.80	7.51	0.03	191.46	
		298	3267	D-D4-S298-W298-D	2500 After S-212-46	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	7.30	7.69	Feb 21, 2022	7.38	7.80	0.00	2710.64	
		298	3267	D-D4-S298-W298-W	2500 After S-212-46	7.93	2.00	W TFM										
		299	3278	D-D4-S298-W299-U	500 Before S-212-44	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	6.89	Feb 21, 2022	7.19	7.22	-0.04	17.50	
		299	3278	D-D4-S299-W299-D	500 Before S-212-44	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.79	6.19	Feb 21, 2022	7.58	6.93	-0.07	16.63	
		299	3278	D-D4-S299-W299-W	500 Before S-212-44	7.93	2.00	W TFM										
		300	3289	D-D4-S299-W300-U	1800 Before S-212-43	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.19	6.79	Feb 21, 2022	7.20	7.35	-0.10	17.54	
		300	3289	D-D4-S300-W300-D	1800 Before S-212-43	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.99	Feb 21, 2022	7.63	7.19	-0.03	17.50	
		300	3289	D-D4-S300-W300-W	1800 Before S-212-43	7.93	2.00	W TFM										

	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		301	3300	D-D4-S300-W301-U	2100 Before S-212-41	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.39	6.59	Feb 21, 2022	7.24	7.19	-0.08	17.50	
		301	3300	D-D4-S301-W301-D	2100 Before S-212-41	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.39	6.59	Feb 21, 2022	7.32	7.41	-0.09	17.94	
		301	3300	D-D4-S301-W301-W	2100 Before S-212-41	7.93	2.00	W TFM										
		302	3311	D-D4-S301-W302-U	2600 Before S-212-39	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.59	6.59	Feb 21, 2022	7.00	7.11	-0.04	16.86	
		302	3311	D-D4-S302-W302-D	2600 Before S-212-39	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.89	Feb 21, 2022	7.63	6.94	-0.00	16.66	
		302	3311	D-D4-S302-W302-W	2600 Before S-212-39	7.93	2.00	W TFM										
		303	3322	D-D4-S302-W303-U	2500 Before S-212-37	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	5.99	6.39	Feb 21, 2022	6.75	7.39	-0.07	16.02	
		303	3322	D-D4-S303-W303-D	2500 Before S-212-37	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.29	Feb 21, 2022	7.58	7.14	-0.08	17.34	
		303	3322	D-D4-S303-W303-W	2500 Before S-212-37	7.93	2.00	W TFM										
		304	3333	D-D4-S303-W304-U	3000 Before S-212-35	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.79	6.59	Feb 21, 2022	7.34	7.22	-0.06	17.61	
		304	3333	D-D4-S304-W304-D	3000 Before S-212-35	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.99	6.99	Feb 21, 2022	7.35	7.14	-0.01	17.34	
		304	3333	D-D4-S304-W304-W	3000 Before S-212-35	7.93	2.00	W TFM										
		305	3344	D-D4-S304-W305-U	2800 After S-212-34	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.39	6.69	Feb 21, 2022	7.12	6.55	-0.01	15.35	
		305	3344	D-D4-S305-W305-D	2800 After S-212-34	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.89	6.79	Feb 21, 2022	7.48	7.15	-0.03	17.37	
		305	3344	D-D4-S305-W305-W	2800 After S-212-34	7.93	2.00	W TFM										
		306	3355	D-D4-S305-W306-U	2600 After S-212-32	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.09	6.49	Feb 21, 2022	7.00	7.10	-0.09	16.86	
		306	3355	D-D4-S306-W306-D	2600 After S-212-32	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.99	6.69	Feb 21, 2022	7.59	7.43	-0.07	18.31	
		306	3355	D-D4-S306-W306-W	2600 After S-212-32	7.93	2.00	W TFM										
		307	3366	D-D4-S306-W307-U	2500 After S-212-30	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	5.69	6.99	Feb 21, 2022	6.67	7.56	-0.10	15.75	
		307	3366	D-D4-S307-W307-D	2500 After S-212-30	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.59	6.29	Feb 21, 2022	7.37	7.16	-0.09	17.40	
		307	3366	D-D4-S307-W307-W	2500 After S-212-30	7.93	2.00	W TFM										


		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005				Service life (yrs): 18.67						
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020				6th Inspection date: Aug 02, 2023						
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021				7th Inspection date: Jan 19, 2016						
From-To: KMG-A				NTM-C				3rd Inspection date: Feb 21, 2022				8th Inspection date: Jan 27, 2017						
Process: P				Process				4th Inspection date: Dec 08, 2022				9th Inspection date: Jan 16, 2018						
Service: CO				Crude oil				5th Inspection date: Feb 11, 2023				10th Inspection: Jan 16, 2019						
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		308	3377	D-D4-S307-W308-U	1500 Before S-212-29	7.93	2.00	U		Jan 27, 2017	6.69	6.29	Feb 21, 2022	7.33	7.13	-0.08	17.30	
		308	3377	D-D4-S308-W308-D	1500 Before S-212-29	7.93	2.00	D		Jan 27, 2017	6.79	6.99	Feb 21, 2022	7.52	7.58	-0.07	18.62	
		308	3377	D-D4-S308-W308-W	1500 Before S-212-29	7.93	2.00	W TFM										
D	D5	309	3388	D-D5-S308-W309-U	1200 After S-212-27	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.00	7.00	Feb 21, 2022	7.31	7.25	0.01	955.64	
		309	3388	D-D5-S309-W309-D	1200 After S-212-27	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.00	7.50	Feb 21, 2022	7.39	7.70	0.05	119.65	
		309	3388	D-D5-S309-W309-W	1200 After S-212-27	7.93	2.00	W TFM										
		310	3399	D-D5-S309-W310-U	1000 After S-212-25	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.09	7.39	Feb 21, 2022	7.18	7.64	-0.01	17.47	
		310	3399	D-D5-S310-W310-D	1000 After S-212-25	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.59	7.39	Feb 21, 2022	7.73	7.52	-0.01	18.62	
		310	3399	D-D5-S310-W310-W	1000 After S-212-25	7.93	2.00	W TFM										
		311	3410	D-D5-S310-W311-U	1000 After S-212-23	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.39	Feb 21, 2022	7.51	7.15	0.06	88.01	
		311	3410	D-D5-S311-W311-D	1000 After S-212-23	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.49	7.50	Feb 21, 2022	7.11	7.14	0.09	55.15	
		311	3410	D-D5-S311-W311-W	1000 After S-212-23	7.93	2.00	W TFM										
		312	3421	D-D5-S311-W312-U	1000 After S-212-21	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.09	Feb 21, 2022	7.49	7.23	-0.01	17.64	
		312	3421	D-D5-S312-W312-D	1000 After S-212-21	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.39	7.19	Feb 21, 2022	7.62	7.25	-0.01	17.71	
		312	3421	D-D5-S312-W312-W	1000 After S-212-21	7.93	2.00	W TFM										
		313	3432	D-D5-S312-W313-U	1000 After S-212-19	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.90	7.00	Feb 21, 2022	7.20	7.27	0.02	236.64	
		313	3432	D-D5-S313-W313-D	1000 After S-212-19	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.90	7.20	Feb 21, 2022	7.15	7.00	0.05	91.01	
		313	3432	D-D5-S313-W313-W	1000 After S-212-19	7.93	2.00	W TFM										
		314	3443	D-D5-S313-W314-U	3000 After S-212-18	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.29	Feb 21, 2022	7.94	7.76	-0.06	19.43	
		314	3443	D-D5-S314-W314-D	3000 After S-212-18	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.09	Feb 21, 2022	7.59	7.67	-0.05	18.85	
		314	3443	D-D5-S314-W314-W	3000 After S-212-18	7.93	2.00	W TFM										




	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		315	3454	D-D5-S314-W315-U	2500 Before S-212-16	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.69	7.69	Feb 21, 2022	7.34	7.44	0.09	62.58	
		315	3454	D-D5-S315-W315-D	2500 Before S-212-16	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	6.59	Feb 21, 2022	7.56	7.07	-0.05	17.10	
		315	3454	D-D5-S315-W315-W	2500 Before S-212-16	7.93	2.00	W TFM										
		316	3465	D-D5-S315-W316-U	1000 Before S-212-15	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.69	6.89	Feb 21, 2022	8.63	7.99	-0.12	20.20	
		316	3465	D-D5-S316-W316-D	1000 Before S-212-15	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.59	6.89	Feb 21, 2022	8.43	7.59	-0.08	18.85	
		316	3465	D-D5-S316-W316-W	1000 Before S-212-15	7.93	2.00	W TFM										
		317	3476	D-D5-S316-W317-U	1000 Before S-212-14	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.40	7.59	Feb 21, 2022	7.43	7.44	0.01	706.01	
		317	3476	D-D5-S317-W317-D	1000 Before S-212-14	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.40	7.49	Feb 21, 2022	7.35	7.40	0.02	324.62	
		317	3476	D-D5-S317-W317-W	1000 Before S-212-14	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.46	0.03	211.21	
		318	3487	D-D5-S317-W318-U	1000 Before S-212-12	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.90	6.89	Feb 21, 2022	7.22	7.08	-0.02	17.13	
		318	3487	D-D5-S318-W318-D	1000 Before S-212-12	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.90	6.99	Feb 21, 2022	7.19	7.54	-0.02	17.50	
		318	3487	D-D5-S318-W318-W	1000 Before S-212-12	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29	
		319	3498	D-D5-S318-W319-U	1500 Before S-212-10	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.49	7.29	Feb 21, 2022	6.99	7.40	0.07	68.22	
		319	3498	D-D5-S319-W319-D	1500 Before S-212-10	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.50	7.30	Feb 21, 2022	7.55	7.00	0.07	68.36	
		319	3498	D-D5-S319-W319-W	1500 Before S-212-10	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.04	0.05	102.96	
		320	3509	D-D5-S319-W320-U	1500 Before S-212-08	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.29	Feb 21, 2022	7.28	7.55	0.00	2165.52	
		320	3509	D-D5-S320-W320-D	1500 Before S-212-08	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.69	7.39	Feb 21, 2022	7.89	7.47	-0.01	18.45	
		320	3509	D-D5-S320-W320-W	1500 Before S-212-08	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29	
		321	3520	D-D5-S320-W321-U	2000 Before S-212-06	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	7.00	Feb 21, 2022	7.13	7.26	-0.01	17.30	
		321	3520	D-D5-S321-W321-D	2000 Before S-212-06	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.19	Feb 21, 2022	7.36	7.57	-0.02	18.08	
		321	3520	D-D5-S321-W321-W	2000 Before S-212-06	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.14	0.04	118.29	

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67								
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023								
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016								
From-To: KMG-A NTM-C				Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017								
Process: P				Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018								
Service: CO				Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019								
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subaction	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		322	3531	D-D5-S321-W322-U	2000 Before S-212-04	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.30	7.06	-0.01	17.07	
		322	3531	D-D5-S322-W322-D	2000 Before S-212-04	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	7.69	Feb 21, 2022	7.41	7.77	-0.02	18.25	
		322	3531	D-D5-S322-W322-W	2000 Before S-212-04	7.93	2.00	W TFM					Aug 02, 2023		7.25	0.04	140.37	
		323	3542	D-D5-S322-W323-U	2000 Before S-212-02	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.09	6.89	Feb 21, 2022	7.32	7.43	-0.05	17.94	
		323	3542	D-D5-S323-W323-D	2000 Before S-212-02	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.69	7.19	Feb 21, 2022	8.14	7.34	-0.02	18.01	
		323	3542	D-D5-S323-W323-W	2000 Before S-212-02	7.93	2.00	W TFM										
E	E1	324	3553	E-E1-S323-W324-U	2500 Before S-211-48	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.49	7.49	Feb 11, 2023	7.54	7.54	-0.00	18.68	
		324	3553	E-E1-S324-W324-D	2500 Before S-211-48	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.29	Feb 11, 2023	7.34	7.34	-0.00	18.01	
		324	3553	E-E1-S324-W324-W	2500 Before S-211-48	7.93	2.00	W TFM										
		325	3564	E-E1-S324-W325-U	Under Box	7.93	2.00	U										
		325	3564	E-E1-S325-W325-D	Under Box	7.93	2.00	D										
		325	3564	E-E1-S325-W325-W	Under Box	7.93	2.00	W TFM										
		326	3575	E-E1-S325-W326-U	4000 Before S-211-47	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.49	Feb 11, 2023	7.15	7.54	0.01	934.90	
		326	3575	E-E1-S326-W326-D	4000 Before S-211-47	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.50	Feb 11, 2023	7.24	7.55	-0.00	17.67	
		326	3575	E-E1-S326-W326-W	4000 Before S-211-47	7.93	2.00	W TFM										
		327	3586	E-E1-S326-W327-U	2000 After S-211-46	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.69	7.49	Feb 11, 2023	7.74	7.54	-0.00	18.68	
		327	3586	E-E1-S327-W327-D	2000 After S-211-46	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.59	Feb 11, 2023	7.14	7.64	-0.00	17.34	
		327	3586	E-E1-S327-W327-W	2000 After S-211-46	7.93	2.00	W TFM										
		328	3597	E-E1-S327-W328-U	1500 Before S-211-44	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.20	7.19	Feb 11, 2023	7.25	7.24	-0.00	17.67	
		328	3597	E-E1-S328-W328-D	1500 Before S-211-44	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.90	7.30	Feb 11, 2023	6.95	7.35	0.02	299.53	
		328	3597	E-E1-S328-W328-W	1500 Before S-211-44	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		329	3608	E-E1-S328-W329-U	1300 After S-211-42	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.09	7.29	Feb 11, 2023	7.14	7.34	-0.00	17.34	
		329	3608	E-E1-S329-W329-D	1300 After S-211-42	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.19	7.79	Feb 11, 2023	7.24	7.72	-0.00	17.67	
		329	3608	E-E1-S329-W329-W	1300 After S-211-42	7.93	2.00	W TFM										
		330	3619	E-E1-S329-W330-U	1000 After S-211-40	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.89	6.99	Feb 11, 2023	6.94	7.04	-0.00	16.66	
		330	3619	E-E1-S330-W330-D	1000 After S-211-40	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	6.79	7.19	Feb 11, 2023	6.84	7.24	-0.00	16.32	
		330	3619	E-E1-S330-W330-W	1000 After S-211-40	7.93	2.00	W TFM										
		331	3630	E-E1-S330-W331-U	500 After S-211-38	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.80	7.19	Feb 11, 2023	6.85	7.24	0.02	293.48	
		331	3630	E-E1-S331-W331-D	500 After S-211-38	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.09	7.29	Feb 11, 2023	7.09	7.34	0.00	4620.05	
		331	3630	E-E1-S331-W331-W	500 After S-211-38	7.93	2.00	W TFM										
		332	3641	E-E1-S331-W332-U	400 Before S-211-36	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.49	Feb 11, 2023	7.24	7.54	-0.00	17.67	
		332	3641	E-E1-S332-W332-D	400 Before S-211-36	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.39	7.49	Feb 11, 2023	7.44	7.54	-0.00	18.35	
		332	3641	E-E1-S332-W332-W	400 Before S-211-36	7.93	2.00	W TFM										
		333	3652	E-E1-S332-W333-U	400 Before S-211-34	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	6.99	7.09	Feb 11, 2023	7.04	7.14	-0.00	17.00	
		333	3652	E-E1-S333-W333-D	400 Before S-211-34	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.20	Feb 11, 2023	7.34	7.25	0.01	953.05	
		333	3652	E-E1-S333-W333-W	400 Before S-211-34	7.93	2.00	W TFM										
		334	3663	E-E1-S333-W334-U	500 Before S-211-32	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.10	7.10	Feb 11, 2023	7.15	7.15	0.03	186.98	
		334	3663	E-E1-S334-W334-D	500 Before S-211-32	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.30	7.30	Feb 11, 2023	7.35	7.35	0.02	323.74	
		334	3663	E-E1-S334-W334-W	500 Before S-211-32	7.93	2.00	W TFM										
		335	3674	E-E1-S334-W335-U	3000 Before S-211-30	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.09	7.20	Feb 11, 2023	7.14	7.25	-0.00	17.34	
		335	3674	E-E1-S335-W335-D	3000 Before S-211-30	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.29	7.29	Feb 11, 2023	7.34	7.34	-0.00	18.01	
		335	3674	E-E1-S335-W335-W	3000 Before S-211-30	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM				
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67								
Pipe size (in): 6				% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023								
Flowline No.: KMG-AA				No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016								
From-To: KMG-A				NTM-C				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017								
Process: P				Process				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018								
Service: CO				Crude oil				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019								
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		336	3685	E-E1-S335-W336-U	2500 After S-211-29	7.93	2.00	U		Jan 16, 2019	7.19	7.20	Feb 11, 2023	7.24	7.25	-0.00	17.67	
		336	3685	E-E1-S336-W336-D	2500 After S-211-29	7.93	2.00	D		Jan 16, 2019	7.49	7.09	Feb 11, 2023	7.54	7.14	-0.00	17.34	
		336	3685	E-E1-S336-W336-W	2500 After S-211-29	7.93	2.00	W TFM										
E	E2	337	3696	E-E2-S336-W337-U	2000 After S-211-27	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	7.00	Feb 11, 2023	6.95	7.05	0.06	76.26	
		337	3696	E-E2-S337-W337-D	2000 After S-211-27	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.60	7.40	Feb 11, 2023	7.65	7.45	0.03	158.61	
		337	3696	E-E2-S337-W337-W	2000 After S-211-27	7.93	2.00	W TFM										
		338	3707	E-E2-S337-W338-U	2000 After S-211-25	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.40	Feb 11, 2023	7.05	7.45	-0.00	17.03	
		338	3707	E-E2-S338-W338-D	2000 After S-211-25	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.60	Feb 11, 2023	7.15	7.65	-0.00	17.37	
		338	3707	E-E2-S338-W338-W	2000 After S-211-25	7.93	2.00	W TFM										
		339	3718	E-E2-S338-W339-U	1500 After S-211-23	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.90	6.70	Feb 11, 2023	6.95	6.75	0.03	177.73	
		339	3718	E-E2-S339-W339-D	1500 After S-211-23	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.40	Feb 11, 2023	6.95	7.45	-0.00	16.69	
		339	3718	E-E2-S339-W339-W	1500 After S-211-23	7.93	2.00	W TFM										
		340	3729	E-E2-S339-W340-U	1000 After S-211-21	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.40	Feb 11, 2023	7.45	7.45	-0.00	18.38	
		340	3729	E-E2-S340-W340-D	1000 After S-211-21	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.70	Feb 11, 2023	7.54	7.75	-0.00	18.68	
		340	3729	E-E2-S340-W340-W	1000 After S-211-21	7.93	2.00	W TFM										
		341	3740	E-E2-S340-W341-U	1000 After S-211-19	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	7.10	Feb 11, 2023	7.15	7.15	-0.00	17.37	
		341	3740	E-E2-S341-W341-D	1000 After S-211-19	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.10	7.10	Feb 11, 2023	7.15	7.15	0.05	103.76	
		341	3740	E-E2-S341-W341-W	1000 After S-211-19	7.93	2.00	W TFM										
		342	3751	E-E2-S341-W342-U	1000 After S-211-17	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.10	6.80	Feb 11, 2023	7.15	6.85	0.02	254.06	
		342	3751	E-E2-S342-W342-D	1000 After S-211-17	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.30	7.10	Feb 11, 2023	7.35	7.15	-0.00	17.37	
		342	3751	E-E2-S342-W342-W	1000 After S-211-17	7.93	2.00	W TFM										


	FLOWLINE THICKNESS REPORT										PS1/M INSPECTION TEAM
Tag No.:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m):	4300	Installation date:	Jun 01, 2005	Service life (yrs):	18.67		
Pipe size (in):	6			% Inspection:	20	1st Inspection date:	Jan 27, 2020	6th Inspection date:	Aug 02, 2023		
Flowline No.:	KMG-AA			No. of section (sections):	5	2nd Inspection date:	Jan 02, 2021	7th Inspection date:	Jan 19, 2016		
From-To:	KMG-A	NTM-C		Length of section (m):	860	3rd Inspection date:	Feb 21, 2022	8th Inspection date:	Jan 27, 2017		
Process:	P	Process		Length of subsection (m):	172	4th Inspection date:	Dec 08, 2022	9th Inspection date:	Jan 16, 2018		
Service:	CO	Crude oil		Total spool (spools):	391	5th Inspection date:	Feb 11, 2023	10th Inspection	Jan 16, 2019		


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subaction	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		343	3762	E-E2-S342-W343-U	2500 After S-211-16	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.00	7.40	Feb 11, 2023	7.05	7.45	0.00	1322.68	
		343	3762	E-E2-S343-W343-D	2500 After S-211-16	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.40	7.10	Feb 11, 2023	7.45	7.15	-0.00	17.37	
		343	3762	E-E2-S343-W343-W	2500 After S-211-16	7.93	2.00	W TFM										
		344	3773	E-E2-S343-W344-U	3000 After S-211-14	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	6.80	7.80	Feb 11, 2023	6.85	7.79	0.03	181.47	
		344	3773	E-E2-S344-W344-D	3000 After S-211-14	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	6.90	7.60	Feb 11, 2023	6.95	7.65	0.00	1296.49	
		344	3773	E-E2-S344-W344-W	3000 After S-211-14	7.93	2.00	W TFM										
		345	3784	E-E2-S344-W345-U	3000 After S-211-12	7.93	2.00	U		Jan 27, 2020	7.40	7.00	Feb 11, 2023	7.45	7.05	0.02	264.54	
		345	3784	E-E2-S345-W345-D	3000 After S-211-12	7.93	2.00	D		Jan 27, 2020	7.50	7.60	Feb 11, 2023	7.55	7.65	0.00	1453.64	
		345	3784	E-E2-S345-W345-W	3000 After S-211-12	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.55	0.02	256.05	
E	E3	346	3795	E-E3-S345-W346-U	2000 Before S-211-10	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.39	Jan 02, 2020	7.00	7.22	0.05	98.90	
		346	3795	E-E3-S346-W346-D	2000 Before S-211-10	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.09	7.09	Jan 02, 2020	7.19	7.10	0.00	17.20	
		346	3795	E-E3-S346-W346-W	2000 Before S-211-10	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.27	0.04	139.99	
		347	3806	E-E3-S346-W347-U	1000 After S-211-08	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	6.89	7.40	Jan 02, 2020	6.99	7.10	-0.01	16.83	
		347	3806	E-E3-S347-W347-D	1000 After S-211-08	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	6.99	7.60	Jan 02, 2020	7.10	7.40	-0.01	17.20	
		347	3806	E-E3-S347-W347-W	1000 After S-211-08	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.18	0.04	121.08	
		348	3817	E-E3-S347-W348-U	1300 After S-211-06	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.30	7.19	Jan 02, 2020	7.45	7.43	-0.03	18.31	
		348	3817	E-E3-S348-W348-D	1300 After S-211-06	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	6.99	7.79	Jan 02, 2020	7.25	7.90	-0.03	17.71	
		348	3817	E-E3-S348-W348-W	1300 After S-211-06	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.73	0.01	502.28	
		349	3828	E-E3-S348-W349-U	1800 After S-211-04	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.00	Jan 02, 2020	7.00	7.00	0.03	149.22	
		349	3828	E-E3-S349-W349-D	1800 After S-211-04	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.50	7.29	Jan 02, 2020	7.50	7.30	0.00	17.88	
		349	3828	E-E3-S349-W349-W	1800 After S-211-04	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.27	0.04	139.99	

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m):				4300		Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67	
Pipe size (in):		6				% Inspection:				20		1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023	
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections):				5		2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016	
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):				860		3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):				172		4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):				391		5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		350	3839	E-E3-S349-W350-U	2000 After S-211-02	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.20	7.30	Jan 02, 2020	7.42	7.41	-0.00	18.25		
		350	3839	E-E3-S350-W350-D	2000 After S-211-02	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.59	7.69	Jan 02, 2020	7.61	7.62	-0.00	18.92		
		350	3839	E-E3-S350-W350-W	2000 After S-211-02	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.27	0.04	139.99		
		351	3850	E-E3-S350-W351-U	2500 After S-211-01	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.29	7.59	Jan 02, 2020	7.32	7.39	-0.00	17.94		
		351	3850	E-E3-S351-W351-D	2500 After S-211-01	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	6.90	7.59	Jan 02, 2020	6.97	7.50	0.04	134.84		
		351	3850	E-E3-S351-W351-W	2500 After S-211-01	7.93	2.00	W TFM					Dec 08, 2022		7.45	0.03	199.06		
		352	3861	E-E3-S351-W352-U	2000 Before S-211-01	7.93	2.00	U		Jan 19, 2016	7.00	7.20	Jan 02, 2020	8.19	8.00	-0.07	20.24		
		352	3861	E-E3-S352-W352-D	2000 Before S-211-01	7.93	2.00	D		Jan 19, 2016	7.20	7.40	Jan 02, 2020	8.00	8.30	-0.07	20.24		
		352	3861	E-E3-S352-W352-W	2000 Before S-211-01	7.93	2.00	W TFM											
E	E4	353	3872	E-E4-S352-W353-U	Underground	7.93	2.00	U											
		353	3872	E-E4-S353-W353-D	Underground	7.93	2.00	D											
		353	3872	E-E4-S353-W353-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		354	3883	E-E4-S353-W354-U	Underground	7.93	2.00	U											
		354	3883	E-E4-S354-W354-D	Underground	7.93	2.00	D											
		354	3883	E-E4-S354-W354-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		355	3894	E-E4-S354-W355-U	Underground	7.93	2.00	U											
		355	3894	E-E4-S355-W355-D	Underground	7.93	2.00	D											
		355	3894	E-E4-S355-W355-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		356	3905	E-E4-S355-W356-U	Underground	7.93	2.00	U											
		356	3905	E-E4-S356-W356-D	Underground	7.93	2.00	D											
		356	3905	E-E4-S356-W356-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											


		<h1>FLOWLINE THICKNESS REPORT</h1>						<b>PS1/M INSPECTION TEAM</b>	
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m): 4300		Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67			
Pipe size (in): 6		% Inspection: 20		1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023			
Flowline No.: KMG-AA		No. of section (sections): 5		2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016			
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860		3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017	
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172		4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018	
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391		5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019	

THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		357	3916	E-E4-S356-W357-U	Underground	7.93	2.00	U										
		357	3916	E-E4-S357-W357-D	Underground	7.93	2.00	D										
		357	3916	E-E4-S357-W357-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		358	3927	E-E4-S357-W358-U	Underground	7.93	2.00	U										
		358	3927	E-E4-S358-W358-D	Underground	7.93	2.00	D										
		358	3927	E-E4-S358-W358-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		359	3938	E-E4-S358-W359-U	Underground	7.93	2.00	U										
		359	3938	E-E4-S359-W359-D	Underground	7.93	2.00	D										
		359	3938	E-E4-S359-W359-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		360	3949	E-E4-S359-W360-U	Underground	7.93	2.00	U										
		360	3949	E-E4-S360-W360-D	Underground	7.93	2.00	D										
		360	3949	E-E4-S360-W360-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		361	3960	E-E4-S360-W361-U	Underground	7.93	2.00	U										
		361	3960	E-E4-S361-W361-D	Underground	7.93	2.00	D										
		361	3960	E-E4-S361-W361-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		362	3971	E-E4-S361-W362-U	Underground	7.93	2.00	U										
		362	3971	E-E4-S362-W362-D	Underground	7.93	2.00	D										
		362	3971	E-E4-S362-W362-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										
		363	3982	E-E4-S362-W363-U	Underground	7.93	2.00	U										
		363	3982	E-E4-S363-W363-D	Underground	7.93	2.00	D										
		363	3982	E-E4-S363-W363-W	Underground	7.93	2.00	W TFM										

			FLOWLINE THICKNESS REPORT											PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO			Total length (m): 4300				Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67										
Pipe size (in): 6			% Inspection: 20				1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023										
Flowline No.: KMG-AA			No. of section (sections): 5				2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016										
From-To: KMG-A		NTM-C	Length of section (m): 860				3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017										
Process: P		Process	Length of subsection (m): 172				4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018										
Service: CO		Crude oil	Total spool (spools): 391				5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019										
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		364	3993	E-E4-S363-W364-U	Underground	7.93	2.00	U											
		364	3993	E-E4-S364-W364-D	Underground	7.93	2.00	D											
		364	3993	E-E4-S364-W364-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		365	4004	E-E4-S364-W365-U	Underground	7.93	2.00	U											
		365	4004	E-E4-S365-W365-D	Underground	7.93	2.00	D											
		365	4004	E-E4-S365-W365-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		366	4015	E-E4-S365-W366-U	Underground	7.93	2.00	U											
		366	4015	E-E4-S366-W366-D	Underground	7.93	2.00	D											
		366	4015	E-E4-S366-W366-W	Underground	7.93	2.00	W TFM											
		367	4026	E-E4-S366-W367-U	2000 Before NTM-01	7.93	2.00	U				Feb 21, 2022	7.36	7.52	0.03	157.39			
		367	4026	E-E4-S367-W367-D	2000 Before NTM-01	7.93	2.00	D				Feb 21, 2022	9.01	9.29	-0.06	23.64			
		367	4026	E-E4-S367-W367-W	2000 Before NTM-01	7.93	2.00	W TFM											
E	E5	368	4037	E-E5-S367-W368-U	1000 Before NTM-C-01	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	9.39	9.39	Feb 21, 2022	9.46	9.25	0.03	212.39		
		368	4037	E-E5-S368-W368-D	1000 Before NTM-C-01	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.59	7.49	Feb 21, 2022	7.03	7.19	0.11	44.85		
		368	4037	E-E5-S368-W368-W	1000 Before NTM-C-01	7.93	2.00	W TFM											
		369	4048	E-E5-S368-W369-U	1500 Before NTM-C-03	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.39	Feb 21, 2022	7.58	7.53	-0.01	18.65		
		369	4048	E-E5-S369-W369-D	1500 Before NTM-C-03	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.39	Feb 21, 2022	7.15	6.31	0.19	22.66		
		369	4048	E-E5-S369-W369-W	1500 Before NTM-C-03	7.93	2.00	W TFM											
		370	4059	E-E5-S369-W370-U	1500 Before NTM-C-05	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.49	Feb 21, 2022	7.34	7.62	-0.02	18.01		
		370	4059	E-E5-S370-W370-D	1500 Before NTM-C-05	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.39	Feb 21, 2022	7.30	7.43	0.00	17.88		
		370	4059	E-E5-S370-W370-W	1500 Before NTM-C-05	7.93	2.00	W TFM											

		<h1>FLOWLINE THICKNESS REPORT</h1>							<b>PS1/M INSPECTION TEAM</b>
Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m): 4300		Installation date: Jun 01, 2005		Service life (yrs): 18.67			
Pipe size (in): 6		% Inspection: 20		1st Inspection date: Jan 27, 2020		6th Inspection date: Aug 02, 2023			
Flowline No.: KMG-AA		No. of section (sections): 5		2nd Inspection date: Jan 02, 2021		7th Inspection date: Jan 19, 2016			
From-To: KMG-A		NTM-C		Length of section (m): 860		3rd Inspection date: Feb 21, 2022		8th Inspection date: Jan 27, 2017	
Process: P		Process		Length of subsection (m): 172		4th Inspection date: Dec 08, 2022		9th Inspection date: Jan 16, 2018	
Service: CO		Crude oil		Total spool (spools): 391		5th Inspection date: Feb 11, 2023		10th Inspection: Jan 16, 2019	


THICKNESS MEASUREMENT RESULT																		
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)			
		371	4070	E-E5-S370-W371-U	2000 Before NTM-C-07	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.70	8.00	Feb 21, 2022	7.65	7.53	0.04	133.42	
		371	4070	E-E5-S371-W371-D	2000 Before NTM-C-07	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.79	Feb 21, 2022	7.02	7.49	0.02	294.13	
		371	4070	E-E5-S371-W371-W	2000 Before NTM-C-07	7.93	2.00	W TFM										
		372	4081	E-E5-S371-W372-U	2000 Before NTM-C-09	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.49	7.19	Feb 21, 2022	7.59	7.40	-0.02	18.21	
		372	4081	E-E5-S372-W372-D	2000 Before NTM-C-09	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.29	7.49	Feb 21, 2022	7.25	7.20	0.02	236.97	
		372	4081	E-E5-S372-W372-W	2000 Before NTM-C-09	7.93	2.00	W TFM										
		373	4092	E-E5-S372-W373-U	3000 Before NTM-C-11	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.89	7.90	Feb 21, 2022	6.95	7.76	-0.01	16.69	
		373	4092	E-E5-S373-W373-D	3000 Before NTM-C-11	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.69	7.09	Feb 21, 2022	7.37	7.02	0.02	294.13	
		373	4092	E-E5-S373-W373-W	3000 Before NTM-C-11	7.93	2.00	W TFM										
		374	4103	E-E5-S373-W374-U	3000 Before NTM-C-13	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.09	Feb 21, 2022	7.52	7.36	-0.03	18.08	
		374	4103	E-E5-S374-W374-D	3000 Before NTM-C-13	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.79	7.09	Feb 21, 2022	7.08	7.27	-0.03	17.13	
		374	4103	E-E5-S374-W374-W	3000 Before NTM-C-13	7.93	2.00	W TFM										
		375	4114	E-E5-S374-W375-U	1000 Before NTM-C-14	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.39	7.49	Feb 21, 2022	7.29	7.57	0.02	216.96	
		375	4114	E-E5-S375-W375-D	1000 Before NTM-C-14	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.99	7.60	Feb 21, 2022	7.61	7.58	0.01	423.21	
		375	4114	E-E5-S375-W375-W	1000 Before NTM-C-14	7.93	2.00	W TFM										
		376	4125	E-E5-S375-W376-U	2500 Before NTM-C-16	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.70	Feb 21, 2022	7.27	7.54	0.08	67.54	
		376	4125	E-E5-S376-W376-D	2500 Before NTM-C-16	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.70	7.59	Feb 21, 2022	7.79	7.57	0.00	1142.23	
		376	4125	E-E5-S376-W376-W	2500 Before NTM-C-16	7.93	2.00	W TFM										
		377	4136	E-E5-S376-W377-U	2500 After NTM-C-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.19	Feb 21, 2022	7.73	7.18	0.00	2124.51	
		377	4136	E-E5-S377-W377-D	2500 After NTM-C-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.39	6.99	Feb 21, 2022	7.52	7.11	-0.01	17.23	
		377	4136	E-E5-S377-W377-W	2500 After NTM-C-17	7.93	2.00	W TFM										

		FLOWLINE THICKNESS REPORT												PS1/M INSPECTION TEAM					
Tag No.:		S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO				Total length (m):				4300		Installation date:		Jun 01, 2005		Service life (yrs):		18.67	
Pipe size (in):		6				% Inspection:				20		1st Inspection date:		Jan 27, 2020		6th Inspection date:		Aug 02, 2023	
Flowline No.:		KMG-AA				No. of section (sections):				5		2nd Inspection date:		Jan 02, 2021		7th Inspection date:		Jan 19, 2016	
From-To:		KMG-A		NTM-C		Length of section (m):				860		3rd Inspection date:		Feb 21, 2022		8th Inspection date:		Jan 27, 2017	
Process:		P		Process		Length of subsection (m):				172		4th Inspection date:		Dec 08, 2022		9th Inspection date:		Jan 16, 2018	
Service:		CO		Crude oil		Total spool (spools):				391		5th Inspection date:		Feb 11, 2023		10th Inspection		Jan 16, 2019	
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																			
Section	Subaction	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair	
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)				
		378	4147	E-E5-S377-W378-U	2500 After NTM-C-19	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.09	7.09	Feb 21, 2022	7.17	7.49	-0.01	17.44		
		378	4147	E-E5-S378-W378-D	2500 After NTM-C-19	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.19	6.99	Feb 21, 2022	7.57	7.01	-0.00	16.90		
		378	4147	E-E5-S378-W378-W	2500 After NTM-C-19	7.93	2.00	W TFM											
		379	4158	E-E5-S378-W379-U	2500 After NTM-C-21	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.29	7.49	Feb 21, 2022	7.31	7.36	-0.00	17.91		
		379	4158	E-E5-S379-W379-D	2500 After NTM-C-21	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.49	7.49	Feb 21, 2022	7.29	7.07	0.10	49.51		
		379	4158	E-E5-S379-W379-W	2500 After NTM-C-21	7.93	2.00	W TFM											
		380	4169	E-E5-S379-W380-U	2500 Before NTM-C-24	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.59	7.79	Feb 21, 2022	7.41	7.39	0.05	110.53		
		380	4169	E-E5-S380-W380-D	2500 Before NTM-C-24	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.49	7.19	Feb 21, 2022	7.18	7.34	0.00	2124.51		
		380	4169	E-E5-S380-W380-W	2500 Before NTM-C-24	7.93	2.00	W TFM											
		381	4180	E-E5-S380-W381-U	3000 Before NTM-C-24	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.79	7.59	Feb 21, 2022	7.26	7.24	-0.05	17.67		
		381	4180	E-E5-S381-W381-D	3000 Before NTM-C-24	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.69	Feb 21, 2022	7.36	7.21	-0.01	17.57		
		381	4180	E-E5-S381-W381-W	3000 Before NTM-C-24	7.93	2.00	W TFM											
		382	4191	E-E5-S381-W382-U	3000 Before NTM-C-26	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.89	6.99	Feb 21, 2022	6.96	7.87	-0.01	16.73		
		382	4191	E-E5-S382-W382-D	3000 Before NTM-C-26	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	7.09	7.29	Feb 21, 2022	7.74	7.29	-0.02	17.84		
		382	4191	E-E5-S382-W382-W	3000 Before NTM-C-26	7.93	2.00	W TFM											
		383	4202	E-E5-S382-W383-U	500 Before S-210-15	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	7.19	7.39	Feb 21, 2022	7.19	7.16	0.01	705.44		
		383	4202	E-E5-S383-W383-D	500 Before S-210-15	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	10.39	10.59	Feb 21, 2022	7.32	7.30	0.75	7.03		
		383	4202	E-E5-S383-W383-W	500 Before S-210-15	7.93	2.00	W TFM											
		384	4213	E-E5-S383-W384-U	1000 Before S-210-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	10.39	10.39	Feb 21, 2022	7.38	7.49	0.73	7.33		
		384	4213	E-E5-S384-W384-D	1000 Before S-210-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	6.79	7.59	Feb 21, 2022	10.51	10.55	-0.41	28.70		
		384	4213	E-E5-S384-W384-W	1000 Before S-210-17	7.93	2.00	W TFM											




FLOWLINE THICKNESS REPORT

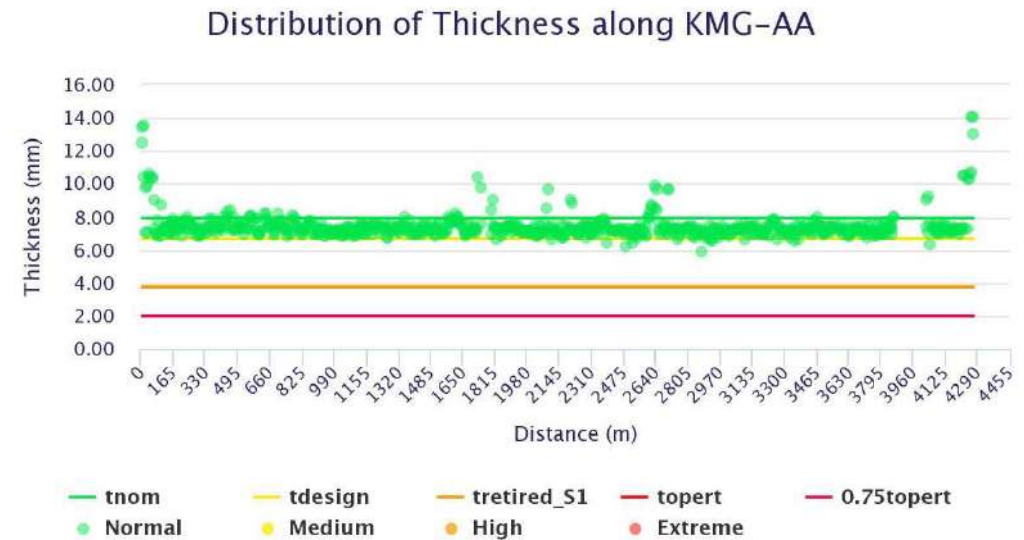
PTTEP												PS1/M INSPECTION TEAM														
FLOWLINE THICKNESS REPORT																										
Tag No.:			ST-KMGA-NITMC-6-KMGAAP-CO			Total length (m):			4300			Installation date:			Jun 01, 2005			Service life (yrs):			16.67					
Pipe size (in):			6			% Inspection:			20			1st inspection date:			Jan 27, 2020			6th inspection date:			Aug 02, 2023					
Flowline No.:			KMGA-AA			No. of section (sections):			5			2nd inspection date:			Jan 02, 2021			7th inspection date:			Jan 19, 2016					
From-To:			KMGA-A			NTM-C			Length of section (m):			860			3rd inspection date:			Feb 21, 2022			8th inspection date:			Jan 27, 2017		
Process:			P			Process			Length of subsection (m):			172			4th inspection date:			Dec 08, 2022			9th inspection date:			Jan 16, 2018		
Service:			CO			Crude oil			Total spool (spools):			391			5th inspection date:			Feb 11, 2023			10th inspection			Jan 16, 2019		
THICKNESS MEASUREMENT RESULT																										
Section	Subsection	Weld Joint	Distance (m)	CML Name	Location Desc	Nominal Thickness (mm)	Retired Thickness (mm)	Up/Down/Weld	MFL	Previous Inspection Date	Previous Thickness (mm)		Last Inspection Date	Last Thickness (mm)		SCR (mm/yr)	RL (yrs)	Temporary Repair								
											Top (0)	Bottom (180)		Top (0)	Bottom (180)											
		365	4224	E-E5-S384-W385-U	800 Before S-210-17	7.93	2.00	U		Jan 16, 2018	6.99	6.99	Feb 21, 2022	10.57	10.53	-0.39	28.77									
		365	4224	E-E5-S385-W385-D	800 Before S-210-17	7.93	2.00	D		Jan 16, 2018	10.19	10.59	Feb 21, 2022	7.24	7.81	0.72	7.29									
		365	4224	E-E5-S385-W385-W	800 Before S-210-17	7.93	2.00	W	TFM																	
		366	4235	E-E5-S385-W386-U	3000 Before W. 387	7.93	2.00	U					Feb 21, 2022	7.26	7.30	0.04	131.40									
		366	4235	E-E5-S386-W386-D	3000 Before W. 387	7.93	2.00	D					Feb 21, 2022	10.33	10.87	-0.14	28.09									
		366	4235	E-E5-S386-W386-W	3000 Before W. 387	7.93	2.00	W	TFM																	
		367	4246	E-E5-S386-W387-U	500 Before Fix support	7.93	2.00	U					Feb 21, 2022	10.60	10.78	-0.16	29.01									
		367	4246	E-E5-S387-W387-D	500 Before Fix support	7.93	2.00	D					Feb 21, 2022	10.30	10.34	-0.14	27.99									
		367	4246	E-E5-S387-W387-W	500 Before Fix support	7.93	2.00	W	TFM																	
		368	4257	E-E5-S387-W388-U	500 Before Flange 1	7.93	2.00	U					Feb 21, 2022	11.12	10.73	-0.17	29.44									
		368	4257	E-E5-S388-W388-D	500 Before Flange 1	7.93	2.00	D					Feb 21, 2022	14.16	14.09	-0.37	40.78									
		368	4257	E-E5-S388-W388-W	500 Before Flange 1	7.93	2.00	W	TFM																	
		369	4268	E-E5-S388-W389-U	100 Before Flange 1	7.93	2.00	U					Feb 21, 2022	14.61	14.08	-0.37	40.74									
		369	4268	E-E5-S389-W389-D	100 Before Flange 1	7.93	2.00	D					Feb 21, 2022	12.99	12.98	-0.30	37.03									
		369	4268	E-E5-S389-W389-W	100 Before Flange 1	7.93	2.00	W	TFM																	



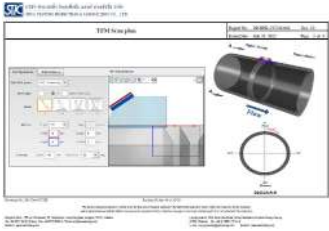
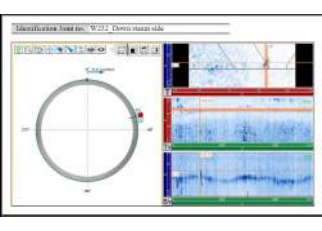
		MINIMUM REMAINING THICKNESS						PS1/M INSPECTION TEAM
Inspection date	Section	CML Name	Previous Min thickness (mm)	Min thickness (mm)	ST_CR (mm/yr)	LT_CR (mm/yr)	RL (yrs)	Retirement date
Feb 11, 2023	A1	A-A1-S8-W9-U	6.79	6.84	-0.01	-0.00	16.32	Jun 05, 2039
Aug 02, 2023	B1	B-B1-S99-W99-W		6.83	0.06	0.06	79.83	Dec 31, 2099
Feb 11, 2023	C1	C-C1-S166-W167-U	7.10	6.66	0.11	0.07	43.15	Mar 25, 2066
Feb 11, 2023	D1	D-D1-S262-W262-D	7.10	5.90	0.29	0.15	13.24	May 05, 2036
Feb 11, 2023	E1	E-E1-S330-W330-D	6.79	6.84	-0.01	-0.00	16.32	Jun 05, 2039
Feb 11, 2023	A2	A-A2-S27-W27-D	6.80	6.85	-0.02	-0.00	16.36	Jun 17, 2039
Feb 11, 2023	B2	B-B2-S114-W115-U	6.70	6.75	-0.02	-0.00	16.02	Feb 14, 2039
Feb 11, 2023	C2	C-C2-S191-W192-U	6.60	6.65	-0.02	-0.00	15.68	Oct 14, 2038
Feb 11, 2023	D2	D-D2-S267-W267-D	6.50	6.55	-0.02	0.04	108.34	Dec 31, 2099
Feb 11, 2023	E2	E-E2-S338-W339-U	6.70	6.75	-0.02	0.03	177.73	Dec 31, 2099
Jan 02, 2020	A3	A-A3-S48-W49-U	7.09	7.00	0.02	0.01	219.79	Dec 31, 2099
Jan 02, 2020	B3	B-B3-S126-W126-D	7.00	7.00	0.00	0.03	149.22	Dec 31, 2099
Jan 02, 2020	C3	C-C3-S207-W208-U	6.69	6.77	-0.02	-0.01	16.09	Jan 30, 2036
Jan 02, 2020	D3	D-D3-S282-W282-D	7.70	6.62	0.27	-0.00	16.92	Nov 30, 2036
Jan 02, 2020	E3	E-E3-S351-W351-D	6.90	6.97	-0.02	0.04	134.84	Dec 31, 2099
Feb 21, 2022	A4	A-A4-S62-W62-D	6.89	6.93	-0.01	-0.00	16.63	Oct 03, 2038
Feb 21, 2022	B4	B-B4-S137-W138-U	6.09	6.85	-0.15	-0.07	16.36	Jun 27, 2038
Feb 21, 2022	C4	C-C4-S227-W227-D	6.29	6.27	0.00	0.00	1082.71	Dec 31, 2099
Feb 21, 2022	D4	D-D4-S304-W305-U	6.39	6.55	-0.03	-0.01	15.35	Jun 23, 2037
Feb 21, 2022	E4	E-E4-S366-W367-U		7.36	0.03	0.03	157.39	Dec 31, 2099
Feb 21, 2022	A5	A-A5-S68-W69-U	6.89	6.88	0.00	0.00	2001.47	Dec 31, 2099
Feb 21, 2022	B5	B-B5-S152-W152-D	7.29	6.88	0.10	0.05	48.82	Dec 03, 2070
Aug 02, 2023	C5	C-C5-S232-W232-W		6.72	0.07	0.07	70.92	Jun 15, 2094
Feb 21, 2022	D5	D-D5-S318-W319-U	7.29	6.99	0.07	0.03	68.22	Apr 25, 2090
Feb 21, 2022	E5	E-E5-S369-W369-D	7.09	6.31	0.19	0.09	22.66	Oct 14, 2044

		MINIMUM REMAINING LIFE						PS1/M INSPECTION TEAM
Inspection date	Section	CML Name	Previous Min thickness (mm)	Min thickness (mm)	ST_CR (mm/yr)	LT_CR (mm/yr)	RL (yrs)	Retirement date
Feb 11, 2023	A1	A-A1-S8-W9-U	6.79	6.84	-0.01	-0.00	16.32	Jun 05, 2039
Feb 11, 2023	B1	B-B1-S85-W86-U	6.79	6.84	-0.01	-0.00	16.32	Jun 05, 2039
Feb 11, 2023	C1	C-C1-S170-W170-D	6.99	7.04	-0.01	-0.00	17.00	Feb 06, 2040
Feb 11, 2023	D1	D-D1-S262-W262-D	7.10	5.90	0.29	0.15	13.24	May 05, 2036
Feb 11, 2023	E1	E-E1-S330-W330-D	6.79	6.84	-0.01	-0.00	16.32	Jun 05, 2039
Feb 11, 2023	A2	A-A2-S27-W27-D	6.80	6.85	-0.02	-0.00	16.36	Jun 17, 2039
Feb 11, 2023	B2	B-B2-S114-W115-U	6.70	6.75	-0.02	-0.00	16.02	Feb 14, 2039
Feb 11, 2023	C2	C-C2-S191-W192-U	6.60	6.65	-0.02	-0.00	15.68	Oct 14, 2038
Feb 11, 2023	D2	D-D2-S270-W270-D	6.70	6.75	-0.02	-0.00	16.02	Feb 14, 2039
Feb 11, 2023	E2	E-E2-S339-W339-D	6.90	6.95	-0.02	-0.00	16.69	Oct 18, 2039
Jan 02, 2020	A3	A-A3-S43-W43-D	7.10	7.19	-0.02	-0.02	17.50	Jun 30, 2037
Jan 02, 2020	B3	B-B3-S133-W133-D	7.09	7.20	-0.03	-0.01	17.54	Jul 12, 2037
Jan 02, 2020	C3	C-C3-S207-W208-U	6.69	6.77	-0.02	-0.01	16.09	Jan 30, 2036
Jan 02, 2020	D3	D-D3-S283-W284-U	6.99	7.00	-0.00	0.00	16.86	Nov 08, 2036
Jan 02, 2020	E3	E-E3-S346-W347-U	6.89	6.99	-0.03	-0.01	16.83	Oct 26, 2036
Feb 21, 2022	A4	A-A4-S62-W62-D	6.89	6.93	-0.01	-0.00	16.63	Oct 03, 2038
Feb 21, 2022	B4	B-B4-S137-W138-U	6.09	6.85	-0.15	-0.07	16.36	Jun 27, 2038
Feb 21, 2022	C4	C-C4-S218-W218-D	5.79	6.45	-0.13	-0.06	15.01	Feb 20, 2037
Feb 21, 2022	D4	D-D4-S304-W305-U	6.39	6.55	-0.03	-0.01	15.35	Jun 23, 2037
Feb 21, 2022	E4	E-E4-S367-W367-D		9.01	-0.06	-0.06	23.64	Oct 07, 2045
Feb 21, 2022	A5	A-A5-S69-W70-U	6.89	6.92	-0.01	-0.00	16.59	Sep 21, 2038
Feb 21, 2022	B5	B-B5-S155-W156-U	7.19	7.24	-0.01	-0.00	17.67	Oct 20, 2039
Feb 21, 2022	C5	C-C5-S236-W236-D	6.79	6.98	-0.05	-0.02	16.80	Dec 04, 2038
Feb 21, 2022	D5	D-D5-S321-W322-U	6.99	7.06	-0.02	-0.01	17.07	Mar 13, 2039
Feb 21, 2022	E5	E-E5-S383-W383-D	10.39	7.30	0.75	0.34	7.03	Mar 03, 2029


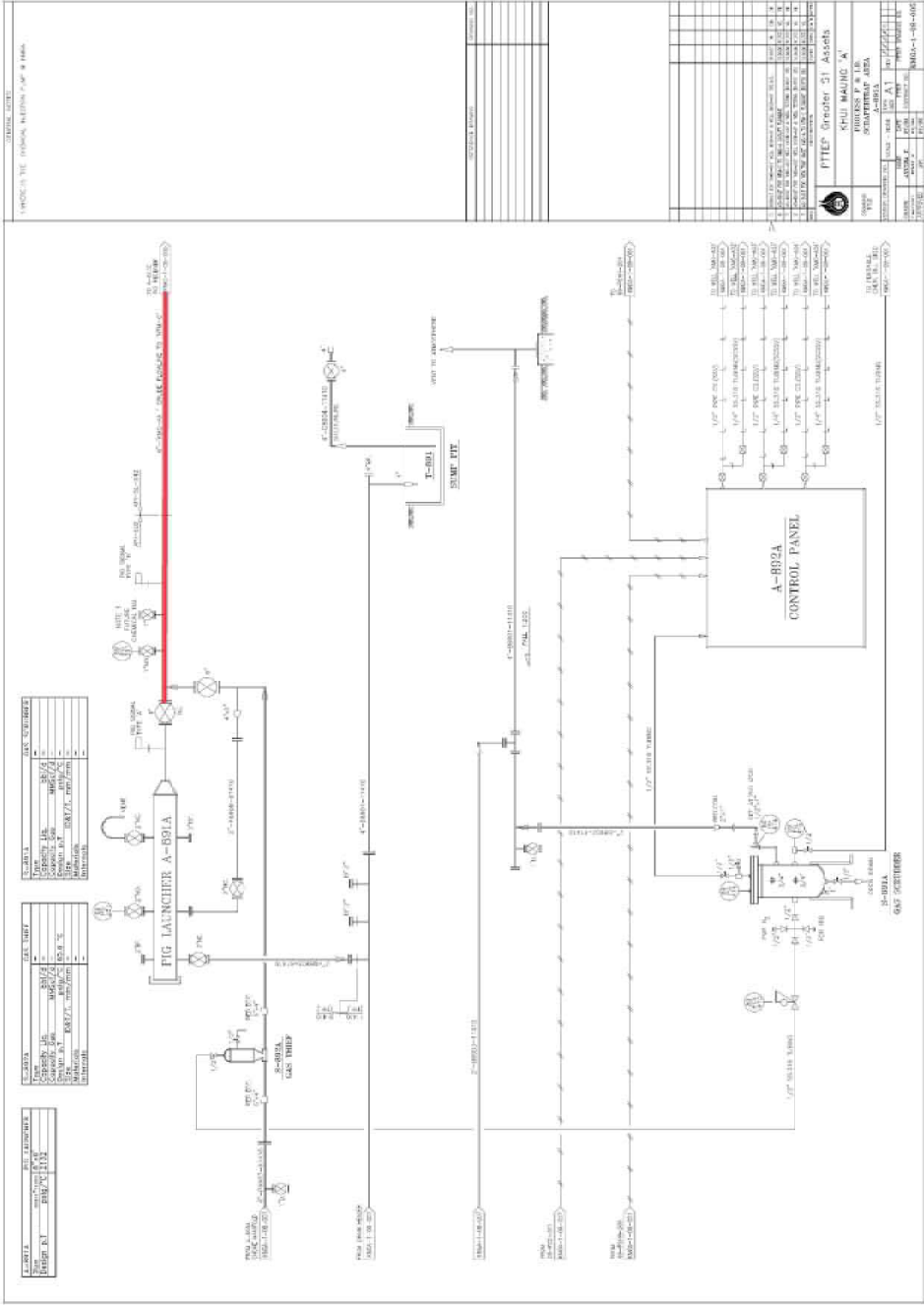
 <b>PTTEP</b>	<b>FLOWLINE THICKNESS REPORT</b>					<b>PS1/M INSPECTION TEAM</b>
	Tag No.: S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO		Total length (m): 4300		Installation date: Jun 01, 2005	
	Pipe size (in): 6		% Inspection: 20		1st Inspection date: Jan 27, 2020	
	Flowline No.: KMG-AA		No. of section (sections): 5		2nd Inspection date: Jan 02, 2021	
	From-To: KMG-A		NTM-C		3rd Inspection date: Feb 21, 2022	
	Process: P		Process		4th Inspection date: Dec 08, 2022	
	Service: CO		Crude oil		5th Inspection date: Feb 11, 2023	
		Total spool (spools): 391				

### THICKNESS MEASUREMENT RESULT

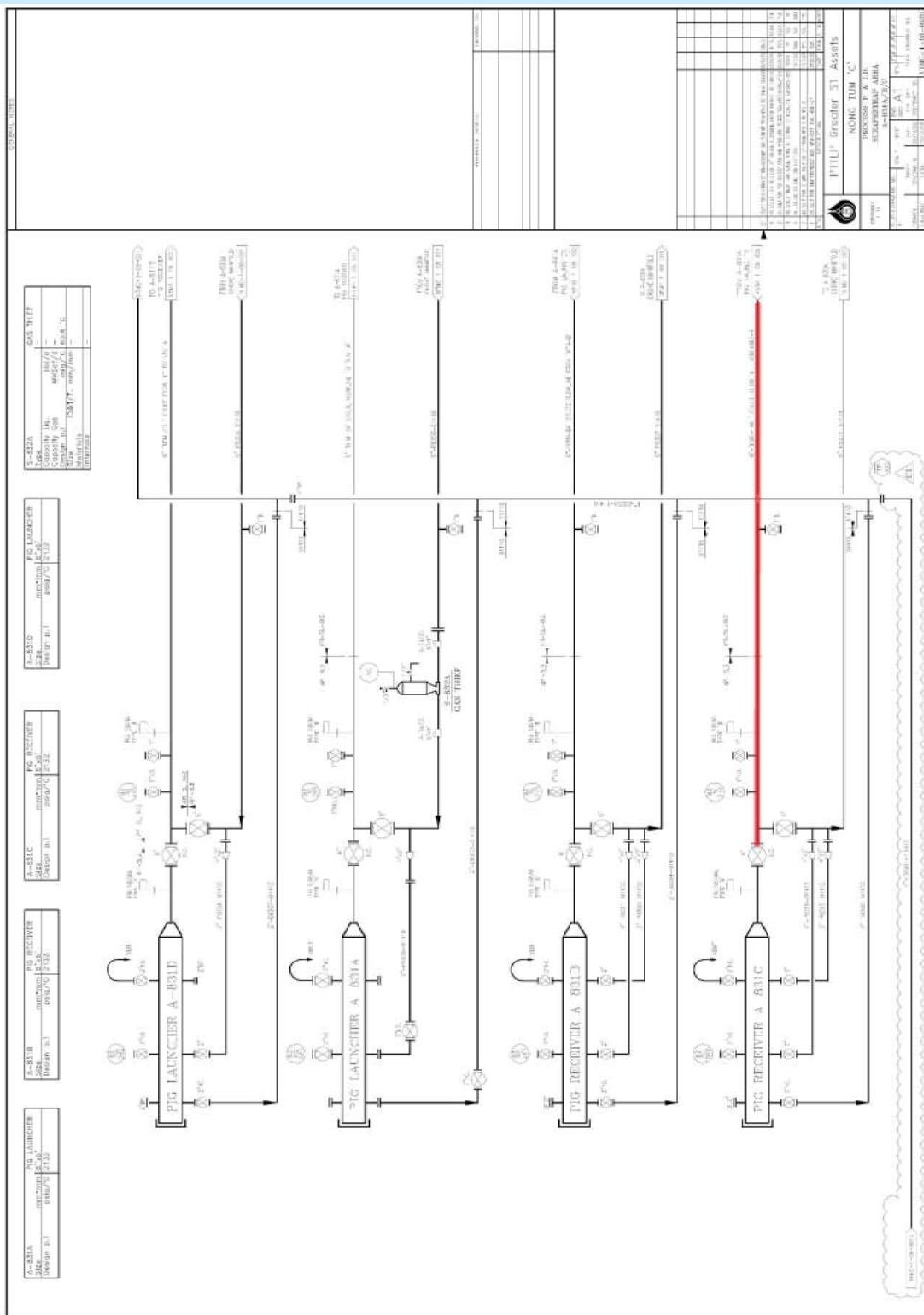


	<b>FLOWLINE VISUAL INSPECTION REPORT</b>	PS1/M INSPECTION TEAM			
Inspection date:	Aug 02, 2023	Damage mechanism: Int-No anomaly found	Severity:	GOOD	
Line No:	KMG-AA	Main component :	Weld joint	Reporting by :	Manop N.
Anomaly point:	CML no.C-5-S232-W232-	WO number :	500410224	Reporting date :	8/9/2023 3:41:44 PM
<div><div></div><div></div><div></div></div>					
<b>Finding</b> At W.232- KMG-AA 6" During a Crude flowline examination, it was discovered that the low reading thickness indicated considerable internal corrosion, which generally occurred at the root weld and nearby base material, as detected by TFM Technique with a low corrosion rate. The minimum remaining thickness at CML no.C-5-S232-W232-W is 6.72 mm, with SCR 0.07 mm./yr. & RL is 70.92 yrs.			<b>Recommendation</b> - Frequency to yearly extent inspection 5% or Min.10 of welding joint by PAUT/TFM Technique for detect internal weld metal loss within 12 months.(Aug-24) - For crude transfer flowlines, the normal maximum operating pressure shall not exceed 500 PSI.		

Inspected by:	Manop N.	Date:	
API Inspector reviewed by:	Jirawat C.	Date:	Aug 12, 2023
PTTEP Leader reviewed:	Prawit J.	Date:	Jan 26, 2024

	<b>FLOWLINE P&amp;ID</b>	PS1/M INSPECTION TEAM
<b>P&amp;ID DRAWING</b>		
		
<div><div>Inspected by:</div><div>Pichadchai S. / Benjapong H. / Songchai S.</div><div>Date:</div><div>Jan 29, 2021</div></div> <div><div>API Inspector reviewed by:</div><div>Jirawat C.</div><div>Date:</div><div>Aug 12, 2023</div></div> <div><div>PTTEP Leader reviewed:</div><div>Prawit J.</div><div>Date:</div><div>Jan 26, 2024</div></div>		

## P&amp;ID DRAWING



Inspected by:	Pichadchai S. / Benjapong H. / Songchai S.	Date:	Jan 29, 2021
API Inspector reviewed by:	Jirawat C.	Date:	Aug 12, 2023
PTTEP Leader reviewed:	Prawit J.	Date:	Jan 26, 2024

FLOWLINE MAWP

Tag number:	S1-KMGA-NTMC-6-KMGAA-P-CO	Report number:	FL-6KMG-AA-CO-2021-01
Line number:	KMG-AA	Inspection date:	Jan 02, 2021
Location: From-To	KMG-A	Inservce date:	Jun 01, 2005
P&ID number:	NTMC-1-08-005C & KMG-1-08-005	API Classification:	2
Piping group:	Process	API Mill (yrs):	
Service description:	Crude oil	WO number:	500298959

CML name: D-D1-S262-W262-D

Sub distance: 0

Inspection date: Feb 11, 2023

$$\text{MAWP} = \frac{2tFE Sy}{D}$$

ta: Minimum Actual Thickness	5.90 mm	0.23 inch
D: Outside Diameter	168.28 mm	6.63 inch
F: Design Factor	0.60	0.60
Sy: Specific Minimum Yield Stress (SMYS)	2895.80 barg	42000.00 psig
E: Longitudinal Weld Joint Efficiency	1.00	1.00
CR: Maximum corrosion rate	0.29 mm/yr	0.01 in/yr
Piping inspection interval	1.00 years	12.00 months
t: $ta - 2(CR \times \text{Interval})$	5.31 mm	0.21 inch
MAWP: Maximum allowable working pressure on next inspection interval requirement.	109.67 barg	1590.66 psig
Derating pressure recommended	barg	psig
retired after pressure derating	mm	inch
RL after pressure derating	years	months

## Conclusion

- KMG-AA 6" During a Crude flowline, overall thickness reading was still within acceptable range with slightly of internal metal loss & moderate corrosion rate on this period.  
The minimum remaining thickness at CML no.D-D1-S262-W262-D is 5.90 m. with SCR 0.29 mm./yr. & RL is 13.24 yrs.(General internal corrosion determined by MFL scanning and UTM)

## Recommendation

- Continue normal flowline inspection of flowline length for plan in next year 2024.
- For crude transfer flowlines, the normal maximum operating pressure shall not exceed 500 PSI.

Inspected by:	Jirawat C.	Date:	Feb 11, 2023
API Inspector reviewed by:	Jirawat C.	Date:	Aug 12, 2023
PTTEP Leader reviewed:	Prawit J.	Date:	Jan 26, 2024



บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด

รายงานผลการปฏิบัติตามมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อม  
โครงการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแหล่งน้ำมันหนองตูมใต้ โครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้  
และโครงการพัฒนาแหล่งน้ำมันประดู่เฒ่าตอนใต้ ระยะที่ 2 พื้นที่แปลงเอส 1 จังหวัดพิษณุโลกและสุโขทัย  
ฉบับเดือนมกราคม - ธันวาคม พ.ศ. 2566

## ภาคผนวกที่ 14

เอกสารการสนับสนุนโครงการของชุมชนตามแผนงานส่งเสริมด้านสังคม (CSR)



# แหล่งน้ำมันสิริกิติ์

## ความภาคภูมิใจของคนไทย

ปตท.สผ. โครงการเอส 1



### หัวข้อการบรรยาย



- 🛢️ รู้จัก ปตท.สผ. และ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์
- 🛢️ แปลงสัมปทานเอส 1 : ข้อมูลทั่วไป
- 🛢️ การสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม ณ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์
- 🛢️ การบริหารจัดการความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
- 🛢️ ประโยชน์ที่ได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
- 🛢️ การดำเนินกิจกรรมเพื่อชุมชนและสังคม

# แนวคิดการดำเนินโครงการเพื่อสังคม



3

Energy Partner of Choice




## ความต้องการพื้นฐาน (Basic Needs)

กำแพงเพชร

พิษณุโลก

สุโขทัย

1.1	โครงการ “พัฒนาโรงพยาบาลลานกระบือ”			
1.2	โครงการ “พัฒนาศักยภาพโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล” ในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
1.3	โครงการ “ส่งเสริมเกษตรกรรมการเลี้ยงและเพาะพันธุ์แพะเบงกอล”			
1.4	โครงการ “พัฒนาทักษะงานช่างพื้นฐาน แก่เยาวชนในเขตพื้นที่ปฏิบัติงาน โครงการเอส 1”			
1.5	โครงการ “ลานกระบือรวมใจมุ่งไปสู่ความเป็นมืออาชีพ”			
1.6	โครงการ “รักเพื่อนบ้าน”			



Energy Partner of Choice



## ความต้องการพื้นฐาน (Basic Needs)

กำแพงเพชร พิษณุโลก สุโขทัย

1.7	โครงการ “ปตท.สผ. พบ ชุมชน”			
1.8	โครงการ “ส่งเสริมและพัฒนาอาชีพเกษตรกรและชุมชน”			
1.9	โครงการ “สื่ออาสาพัฒนาชุมชน”			
1.10	โครงการ “ปตท.สผ. ช่วยเหลือภัยพิบัติ”			
1.11	กิจกรรมบริจาคโลหิต			



Energy Partner of Choice



## การศึกษา (Education)

กำแพงเพชร พิษณุโลก สุโขทัย

2.1	โครงการ “ทุนการศึกษา ปตท.สผ. โครงการเอส 1”			
2.2	โครงการ “นักศึกษาฝึกงาน”			
2.3	โครงการ “ส่งเสริมพัฒนาภาษาอังกฤษโรงเรียนในพื้นที่ปฏิบัติงาน”			
2.4	โครงการ “2021 PTTEP English Quiz” (ร่วมกับ วิทยาลัยนานาชาติ มหาวิทยาลัยนเรศวร จ.พิษณุโลก มีผู้เข้าร่วมจาก 9 จังหวัดภาคเหนือตอนล่าง)			
2.5	โครงการ “พัฒนาศักยภาพครูภาษาอังกฤษระดับประถมศึกษา” ในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
2.6*	โครงการ “โรงเรียนประชารัฐ” & “School Bird”			



Energy Partner of Choice





## สิ่งแวดล้อม (Environment)

กำแพงเพชร

พิษณุโลก

สุโขทัย

3.1	โครงการ “ส่งเสริมและพัฒนาระบบกสิกรรมด้วยศาสตร์พระราชาสู่ความยั่งยืน” (โคก หนอง นา โมเดล และ ธนาคารน้ำใต้ดิน)			
3.2	โครงการ “ขยะสู่พลังงาน Waste to Energy”			
3.3	โครงการ “ฟาร์มขนาดเล็ก (Mini-Farm)”			
3.4*	โครงการก้าวยาวธรรมชาติเพื่อเกษตรชุมชนและสิ่งแวดล้อม			



Energy Partner of Choice



## วัฒนธรรม (Culture)

กำแพงเพชร

พิษณุโลก

สุโขทัย

4.1	การทอดกฐิน ปตท.สผ. โครงการเอส 1			
4.2	การทำบุญถวายเทียนพรรษา วัดในพื้นที่ปฏิบัติงาน			
4.3	กิจกรรม “วันเด็กแห่งชาติ”			
4.4	โครงการ “วิ่งการกุศลประจำปี”			
4.5	โครงการ “หนูรักกีฬา กับ ปตท.สผ”			
4.6	โครงการ “ปตท.สผ. ฟุตซอลคัพ”			
4.7*	โครงการ “อนุรักษ์และพัฒนาพระราชวังจันทน์”			
4.8*	การสนับสนุนงานประเพณีประจำปี			



Energy Partner of Choice



## S1 Project - Highlight Activities Photos (1)



## S1 Project - Highlight Activities Photos (2)







Sirikit Oil Field  
CSR  
@s1csr



👍 ถูกใจแล้ว ▾    📌 กำลังติดตาม ▾    ➡ แชร์    ...

+ เพิ่มโฆษณา

<https://www.facebook.com/s1csr/>

Energy Partner of Choice

# แท่งน้ำมันสิริกิติ์



## ความภาคภูมิใจของคนไทย