บทสรุปผู้บริหาร

ราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2566 ยังคงมีความผันผวนตลอดทั้งปี โดยเฉลี่ยอยู่ที่ 82.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากปี 2565 ที่ 96.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แม้ประเทศซาอุดิอาระเบียและรัสเซียขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิต แต่อุปทานน้ำมันดิบของประเทศสหรัฐอเมริกาและภูมิภาคแอฟริกา (Non-OPEC+) ยังคงมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ขณะที่สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาสไม่ได้ส่งผลกระทบต่อราคาน้ำมันอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากประเทศอิสราเอลไม่ใช่ผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ ด้านอุปสงค์น้ำมันดิบยังถูกกดดันจากความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอยและภาวะเงินเฟ้อที่อยู่ในระดับสูง ทำให้มีการปรับขึ้นดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ และประเทศในสหภาพยุโรปอย่างต่อเนื่อง ซึ่งส่งผลกระทบต่อการเติบโตของเศรษฐกิจทั่วโลก รวมถึงเศรษฐกิจประเทศจีนที่ขยายตัวน้อยกว่าที่คาด ทั้งนี้ **คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงครึ่งแรกของปี 2567 จะทรงตัวอยู่ที่ระดับ 70 – 80 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** โดยมีปัจจัยที่ต้องติดตาม ได้แก่ ความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจในฝั่งประเทศตะวันตก การเติบโตของเศรษฐกิจโลก นโยบายและความเข้มงวดในการควบคุมกำลังการผลิตน้ำมันดิบของกลุ่ม OPEC+ อัตราการผลิตน้ำมันดิบของประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ ที่มีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง และความเสี่ยงทางด้านภูมิรัฐศาสตร์หรือภัยก่อการร้ายที่อาจส่งผลกระทบต่ออุปทานน้ำมันดิบ

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในปี 2566 มีความคืบหน้าตามแผนงานในหลายด้าน ได้แก่ **โครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ได้เพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติสู่ระดับ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตั้งแต่ปลายเดือนมิถุนายน** รวมถึงได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิตและติดตั้งแท่นผลิตใหม่เพิ่มเติม เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตจนถึง 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันภายในเดือนเมษายน ปี 2567 นอกจากนั้น ในเดือนมีนาคม 2566 โครงการบงกชในพื้นที่ส่วนที่เหลือได้มีการเปลี่ยนผ่านไปสู่โครงการจี 2/61 ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยสมบูรณ์ โดยมีกำลังการผลิตเฉลี่ยที่ 825 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้ บริษัทยังชนะการประมูลและลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจหมายเลข G1/65 และ G3/65 ในอ่าวไทย โดยได้เริ่มศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยาเพื่อใช้ในการวางแผนการเจาะสำรวจในปี 2567 ถึง 2568 ต่อไป สำหรับความคืบหน้าของโครงการในต่างประเทศ บริษัทประสบความสำเร็จใน**การเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบของโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ราเคช จาก 13,000 บาร์เรลต่อวัน เป็น 17,000 บาร์เรลต่อวัน** ตั้งแต่เดือนสิงหาคมที่ผ่านมา การค้นพบแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ 3 แหล่งจากหลุมสำรวจของโครงการมาเลเซีย เอสเค 405บี และโครงการมาเลเซีย เอสเค 438 รวมถึงการชนะประมูลแปลงสำรวจเอสเค 325 จากการเปิดประมูลสิทธิสำรวจปิโตรเลียมปี 2565 ในประเทศมาเลเซียอีกด้วย

ในปี 2566 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. มีความคืบหน้าใน**ธุรกิจใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน** โดยบริษัทชนะการประมูลแปลงสัมปทาน Z1-02 ร่วมกับกลุ่มบริษัทผู้ร่วมทุนจากประเทศเกาหลีใต้และฝรั่งเศส เพื่อเข้ารับสิทธิในการพัฒนา**โครงการผลิตกรีนไฮโดรเจนแบบครบวงจรในรัฐสุลต่านโอมาน** รวมถึงบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขาย Share Purchase Agreement เพื่อเข้าซื้อหุ้นทุนในสัดส่วนร้อยละ 50 ของบริษัท TotalEnergies Renewables Seagreen Holdco Ltd (TERSH) ซึ่งปัจจุบันถือสัดส่วนร้อยละ 51 ใน**โครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง Seagreen Offshore Wind Farm ในประเทศสกอตแลนด์** ทั้งนี้ การซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาครบถ้วน ซึ่งรวมถึงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง โดยจะส่งผลให้บริษัทถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมในโครงการดังกล่าวที่ร้อยละ 25.5 นอกจากนี้ ธุรกิจย่อย VARUNA ภายใต้ บริษัท เอไอ แอนด์โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ได้เริ่มโครงการนำร่องคาร์บอนในภาคเกษตรกรรม (Carbon Farming) ผ่านแอปพลิเคชัน “KANNA” ที่จะช่วยวิเคราะห์ วางแผน และให้คำแนะนำกิจกรรมทางการเกษตรแบบครบวงจร เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมเกษตรยั่งยืน และบริษัท เอสทู โรโบติกส์ จำกัด โดยการร่วมทุนระหว่าง ROVULA กับบริษัท Kongsberg Ferrotech (Norway) ได้นำ NAUTILUS หุ่นยนต์อัจฉริยะสำหรับซ่อมบำรุงท่อใต้ทะเลไปให้บริการในเชิงพาณิชย์เป็นครั้งแรกในการซ่อมท่อปิโตรเลียมในอ่าวไทย ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ ลดความเสี่ยงและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมอีกด้วย

สำหรับ**ผลประกอบการของบริษัทในปี 2566** กำไรจากการดำเนินงานปกติลดลง เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยของบริษัทลดลงจากปีก่อนหน้าร้อยละ 10 มาอยู่ที่ 48.21 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมถึงปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันที่ปรับตัวลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 462,007 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 ที่มีการรายงานปริมาณขายลดลง (Entitlement) ตามเงื่อนไขของสัญญาแบ่งปันผลผลิต ในขณะที่ โครงการจี 1/61 (เอราวัณ) เพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติมาอยู่ที่ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันได้เมื่อเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา ทั้งนี้ กำไรสุทธิของบริษัทปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า จากการลดลงของผลขาดทุนที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ เช่น ผลขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและการด้อยค่าของสินทรัพย์ในจำนวนที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนั้น บริษัทยังคงรักษาต้นทุนต่อหน่วยให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยในปี 2566 ต้นทุนต่อหน่วยลดลงจากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 27.65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ สิ้นปี 2566 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 26,380 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 11,787 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,654 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 14,593 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับดีที่ 0.25 เท่า และเป็นไปตามนโยบายทางการเงิน

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2566	ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	9,057	9,660	-603	2,292	2,411	2,697	+119	-286
รายได้จากการขาย *	8,511	9,270	-759	2,193	2,202	2,469	+9	-267
EBITDA **	6,433	7,103	-670	1,651	1,662	1,847	+11	-185
กำไรสำหรับงวด	2,208	1,999	+209	514	514	417	+0	+97
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.54	0.51	+0.03	0.13	0.13	0.11	+0.00	+0.02
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	2,322	2,647	-325	539	603	723	+64	-120
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(114)	(648)	+534	(25)	(89)	(306)	-64	+217

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** ไม่รวมกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) ค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหลงมอนทารา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างงวด*

กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

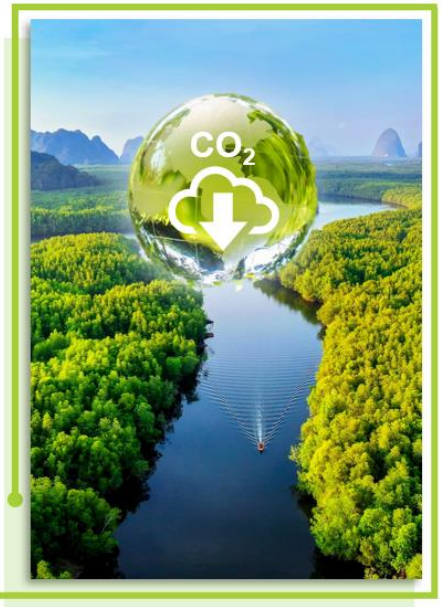
กลยุทธ์

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน จากภายในสู่ภายนอก (From We to World) และสนับสนุนเป้าหมายด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม กลยุทธ์ของ ปตท.สผ.จึงมุ่งเน้นการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน รับมือกับวิกฤต และการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. จึงกำหนดกลยุทธ์ 3 แนวทางหลัก ดังนี้

การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และเสถียรภาพความมั่นคงด้านพลังงาน โดยเฉพาะการตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
  - เพิ่มอัตราการผลิตและโอกาสการขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบจากโครงการในปัจจุบัน
  - เร่งดำเนินการโครงการพัฒนาแหล่งใหม่
  - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบปิโตรเลียม
- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน
- เน้นการลงทุนโครงการก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของต้นน้ำ และกลางน้ำ

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)



- บริหารจัดการ E&P Portfolio เพื่อมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593 (ปี 2050) ครอบคลุม Scope 1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง และ Scope 2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงานในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operational Control) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้ม (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 (จากปีฐาน 2563)
- ดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกตามแผนงานและหาโอกาสจากการพัฒนาเทคโนโลยี
- เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนและมองหาพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่เพื่อนำมาใช้ในพื้นที่ปฏิบัติการ
- เร่งพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS)
- ดำเนินการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offsetting) อย่างต่อเนื่อง ผ่านโครงการปลูกป่าและการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์โดยมหาสมุทร (Blue Carbon) ภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life)

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

- เร่งสร้างการเติบโตให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV)
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture, Utilization, and Storage: CCUS) การต่อยอดเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมถึงพลังงานในอนาคต
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

ปตท.สผ. มุ่งสร้างการเติบโตบนรากฐานความยั่งยืนที่ครอบคลุมมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการ (ESG) ซึ่งสอดคล้องและเป็นไปตามความคาดหวังของผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท โดยมีการบริหารจัดการและความคืบหน้า ดังนี้

❶ *การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล*

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2566 ดังนี้

- ดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ Mindful GRC ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพและให้พนักงานตระหนัก และนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ และพร้อมที่จะขยายผลโดยเผยแพร่แนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังผู้ที่เกี่ยวข้องทางธุรกิจของ ปตท.สผ. และองค์กรอื่น ๆ ที่สนใจ
- ประเมินระดับ GRC Maturity เพื่อให้เห็นผลการดำเนินงานด้าน GRC ของปตท.สผ.และโครงการในประเทศมาเลเซีย และได้จัดทำแผนปรับปรุงพัฒนาการดำเนินงาน เพื่อเพิ่มระดับวุฒิภาวะด้าน GRC ไปสู่ระดับสูงสุดตามเป้าหมายระยะยาวในปี 2573
- ประเมินระดับ Enterprise Risk Management Maturity เพื่อพัฒนางานด้านการบริหารความเสี่ยง โดยได้รับผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับเทียบเคียงกับอุตสาหกรรม และได้สื่อสารผลการประเมินดังกล่าวพร้อมแนวทางการปรับปรุงให้ผู้บริหารและพนักงานที่เกี่ยวข้องได้รับทราบ รวมถึงพัฒนาระบบ Risk Management อย่างต่อเนื่อง โดยการเพิ่มความสามารถของ Chatbot ในการตอบคำถามเกี่ยวกับระบบการบริหารความเสี่ยง และใช้สื่อสารกับพนักงานที่รับผิดชอบด้านการบริหารความเสี่ยง
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง เพื่อช่วยในการปฏิบัติงานของผู้บริหารและพนักงานให้สามารถเข้าถึงข้อมูลด้าน GRC ได้อย่างสะดวกและรวดเร็ว
- พัฒนาระบบ ONE BCMS (Business Continuity Management System) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบความต่อเนื่องทางธุรกิจ BCM (Business Continuity Management) โดยทำการรวมศูนย์การจัดการมาที่ส่วนกลาง เพื่อให้การพัฒนา BCM ในทุกพื้นที่ภายในองค์กรเป็นไปในทิศทางและรูปแบบเดียวกัน และได้ปรับปรุงการดูแล ISO 22301 BCMS certificate ทั้งหมด 5 ฉบับ ให้เหลือแค่ 1 ฉบับ
- สร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่องผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อให้ผู้บริหารและพนักงานทุกคน ทั้งในและต่างประเทศมีความตระหนักรู้ ความเข้าใจ และนำหลักการ GRC ไปปรับใช้ในการดำเนินงาน โดยสื่อสารในหลายรูปแบบ เช่น จัดกิจกรรม GRC Roadshow ตามโครงการต่าง ๆ จัดหลักสูตร e-Learning รวมถึงส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก เช่น เผยแพร่ผ่านนิตยสารของบริษัทหรือ Explorer's Journal และกิจกรรมเยี่ยมชมกิจการของผู้ถือหุ้น และ Facebook: PTTEP Shareholders Society นอกจากนั้นยังมีการเผยแพร่แนวทางการดำเนินงานของบริษัทด้าน GRC ให้กับบริษัทจดทะเบียนที่สนใจอีกด้วย

ด้วยความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ทำให้ ปตท.สผ. เป็นที่ยอมรับจากสถาบันต่าง ๆ ดังจะเห็นได้จากรางวัลที่ได้รับตลอดปี 2566 อาทิ รางวัลองค์กรโปร่งใส โดยสำนักงาน ป.ป.ช. ซึ่งได้รับเป็นครั้งที่ 5 และได้รับการประเมินในระดับ 5 ตราสัญลักษณ์หรือดีเลิศ ซึ่งเป็นระดับสูงสุดอย่างต่อเนื่องจากการจัดอันดับด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีจากโครงการสำรวจการกำกับดูแลกิจการบริษัท จดทะเบียน ประจำปี 2566 (Corporate Governance Report of Thai Listed Companies: CGR 2023) เป็นต้น ซึ่งรางวัลที่ได้รับนี้เป็นความภาคภูมิใจของ ปตท.สผ. และจะเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice ต่อไป

ในด้านสิทธิมนุษยชน ปตท.สผ. มีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล เพื่อป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมถึงจัดให้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนเป็นประจำทุกปี ครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัทและพื้นที่ปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุน โดยในปี 2566 บริษัทจัดให้มีการทบทวนการตรวจสอบการดำเนินงานด้านสิทธิมนุษยชน (Human Rights Due Diligence - HRDD) โดยผู้เชี่ยวชาญอิสระด้านสิทธิมนุษยชน ซึ่งมีกำหนดทุก ๆ สามปี แม้ว่าผลที่ได้จะชี้ให้เห็นว่า ปตท.สผ. ยังคงมีนโยบายและแนวทางการดำเนินงานด้านสิทธิมนุษยชนที่สอดคล้องกับมาตรฐานระดับสากล บริษัทยังคงดำเนินการปรับปรุงการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนในมิติผลกระทบ (Severity) และความเป็นไปได้ที่จะเกิดประเด็นด้านสิทธิมนุษยชน (Likelihood) รวมถึงแผนผังประเมินความเสี่ยง เพื่อให้การประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนในองค์กรมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น รวมทั้งได้ทำการปรับปรุงคู่มือระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนขององค์กร (PTTEP Human Rights Management System Guideline) ให้สอดคล้องกับหลักเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงที่ได้มีการปรับปรุง พร้อมสื่อสาร

ทั่วทั้งองค์กร นอกจากนี้ ยังได้เปิดตัวหลักสูตรอบรมด้านสิทธิมนุษชนระดับกลาง (Intermediate) ในรูปแบบออนไลน์ให้กับพนักงานทั่วทั้งองค์กร โดยมุ่งหวังให้ทุกคนมีความรู้เพียงพอที่จะช่วยป้องกันการละเมิดด้านสิทธิมนุษยชนจากการดำเนินงานในทุกพื้นที่ดำเนินงาน ครอบคลุมประเด็นที่เกี่ยวเนื่องกับพนักงาน ความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ห่วงโซ่อุปทาน และชุมชน

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในปี 2566 มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.10 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.61 เคสต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งอยู่ในระดับดีกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์ (Human Factor) และการเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต

❷ *การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม*

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ และการเป็นองค์กรที่ปราศจากของเสียที่เป็นขยะที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 โดยในปี 2566 บริษัทได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายสำหรับการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตกลางทะเลมาใช้ซ้ำอย่างต่อเนื่อง และศึกษารายละเอียดทางวิศวกรรมสำหรับการนำขาแท่นผลิต (Jacket) ที่ไม่ได้ใช้งานแล้วไปใช้ซ้ำ นอกจากนี้ บริษัทยังเน้นการสร้างมูลค่าให้กับของเสียแทนการกำจัดโดยวิธีฝังกลบ เช่น การนำของเสียไปกำจัดด้วยวิธีการเผาเพื่อเอาพลังงานความร้อนมาใช้สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า การนำของเสียอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้ไปผลิตปุ๋ยหมักหรือก๊าซชีวภาพ และบริษัทยังคงมุ่งมั่นในการหาแนวทางการจัดการที่เป็นการนำของเสียเข้าสู่การหมุนเวียนเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่เพื่อสนับสนุนการจัดการของเสียอย่างยั่งยืนอีกด้วย
- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง ตามเป้าหมายระยะยาว 1) การสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมด และ 2) สร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 (เมื่อเทียบกับก่อนเริ่มดำเนินโครงการ) โดยในปี 2566 มีความคืบหน้าในเป้าหมายระยะยาว 2 ส่วนนี้ที่ร้อยละ 68.0 และร้อยละ 39.7 ตามลำดับ ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญสามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงาน ได้แก่

  1) การสำรวจและผลิตเพื่อพิทักษ์อนุรักษ์ทะเล (Sustainable Ocean-Friendly Operations) โดยเน้นเรื่องของความปลอดภัย และการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท.สผ. ดำเนินงาน ในปี 2566 ทาง ปตท.สผ. ร่วมมือกับหน่วยงานภาครัฐ สมาคม สถาบันชั้นนำ และภาคเอกชน ผ่านข้อตกลงความร่วมมือ (Memorandum of Agreement: MoA) หรือบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding: MOU) ได้แก่ บันทึกข้อตกลง (MOU) ในด้านเสริมสร้างความร่วมมือทางวิชาการด้านผลประโยชน์ของชาติทางทะเล ร่วมกับสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ (วช.) และสำนักงานสภาความมั่นคงแห่งชาติ (สมช.) ซึ่งได้รับความร่วมมือจากบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด และบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MOA) โครงการศึกษาวิจัยการจัดสร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลเพื่อการประมงจากขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทยจากหน่วยงานความร่วมมือทั้ง 5 หน่วยงาน ได้แก่ กรมประมง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ ศูนย์พัฒนาการประมงแห่งเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (SEAFDEC) และ ปตท.สผ. ร่วมด้วยหน่วยงานที่ปรึกษาโครงการ ได้แก่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กองทัพเรือ ศูนย์อำนวยการรักษาผลประโยชน์ของชาติทางทะเล กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง กรมเจ้าท่า และสมาคมการประมงแห่งประเทศไทยและสมาพันธ์ชาวประมงพื้นบ้าน เพื่อศึกษาหาแนวทางที่เหมาะสมต่อการจัดวางปะการังเทียมรูปแบบโครงสร้างเหล็กให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการอนุรักษ์ ฟื้นฟู และรักษาสมดุลทรัพยากรสัตว์น้ำและความหลากหลายชีวภาพทางทะเลทั้งในบริเวณชายฝั่งและนอกชายฝั่ง

  2) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) โดยเน้นเรื่องของการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมและการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากบลูคาร์บอน ในปี 2566 บริษัทขยายโครงการไปที่โครงการจี 2/61 จำนวน 2 โครงการ ได้แก่ โครงการติดตั้งสถานีตรวจติดตามข้อมูลอุตุนิยมวิทยาและสมุทรศาสตร์ โดยพารามิเตอร์ที่ตรวจวัดได้ประกอบด้วยข้อมูลอุตุนิยมวิทยา (อุณหภูมิอากาศ ความชื้นสัมพัทธ์ ความกดอากาศ ความเร็วลม และทิศทางลม) และข้อมูลสมุทรศาสตร์ (อุณหภูมิน้ำ ปริมาณออกซิเจนละลายในน้ำ ความขุ่น ความเข้มข้นของคลอโรฟิลล์เอ ความโปร่งใส ความเค็ม ระดับน้ำ และทิศทางกระแสน้ำ) และโครงการติดตั้งกล้องบันทึกภาพเคลื่อนไหวใต้น้ำ

บริเวณขาแท่นปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง ปัจจุบันซอฟต์แวร์สามารถระบุชนิดพันธุ์ปลาใต้ขาแท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งได้ 7 ชนิด ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 85 อาทิ ปลากะมงพร้าว ปลาสลิดหินลายบั้ง และปลาเหลืองโพรง เป็นต้น โดยข้อมูลทั้ง 2 โครงการแสดงผลข้อมูลผ่านแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเล (PTTEP Ocean Data Platform) ของ ปตท.สผ. นอกจากนี้ ยังมีโครงการต่าง ๆ ที่มีการตรวจติดตามอย่างต่อเนื่อง อาทิ โครงการติดตามปะการังฟอกขาวซึ่งดำเนินงานต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 และการประเมินความหลากหลายทางชีวภาพในแนวปะการัง โดยการประยุกต์ใช้ภาพถ่ายมัลติสเปกตรัมจากโดรน โครงการตรวจติดตามไมโครพลาสติกนอกชายฝั่งบริเวณอ่าวไทย เป็นต้น เพื่อประโยชน์ในการบูรณาการงานวิจัยด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเล พร้อมทั้งอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งอย่างยั่งยืนตามเป้าหมายของ ปตท.สผ. และสนับสนุนดัชนีคุณภาพมหาสมุทร (Ocean Health Index: OHI) ของประเทศไทย

3) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services Value) ในปี 2566 จากการส่งเสริมการเพาะฟักสัตว์น้ำวัยอ่อนอย่างต่อเนื่อง ทำให้บริษัทสามารถปล่อยลูกปูและพันธุ์สัตว์น้ำกว่า 7,000 ล้านตัว และวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลเพิ่มเติมจำนวน 4 แห่ง เกิดพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งทะเลรวม 14.8 ตารางกิโลเมตร รวมทั้งบริษัทยังร่วมมือกับมหาวิทยาลัยท้องถิ่นพัฒนานวัตกรรมทุ่นลอยจากขยะพลาสติกเพื่อใช้ทดลองวางในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเล และวางแผนทดสอบกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง นอกจากนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการสร้างรายได้เพิ่มให้กับชุมชนที่เข้าร่วมโครงการของบริษัท ปัจจุบัน บริษัทสามารถก่อตั้งกลุ่มอาชีพผลิตและจำหน่ายอาหารทะเลได้จำนวน 11 กลุ่ม นอกจากที่กล่าวมาในข้างต้น บริษัทยังจัดกิจกรรมเครือข่ายเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติรวม 17 ครั้ง มีผู้เข้าร่วมสะสมกว่า 1,815 คน

❸ *การบริหารจัดการทางการเงิน*

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง รวมถึง มีการจัดสรรเงินทุนอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้ผู้ถือหุ้นได้รับผลตอบแทนที่เหมาะสม โดย ณ สิ้นปี 2566 บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ประมาณ 0.25 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

ทั้งนี้ ในเดือนเมษายนและเดือนสิงหาคม 2566 ปตท.สผ. ได้จ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงานครึ่งหลังของปี 2565 และเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2566 ที่อัตราหุ้นละ 5.00 และ 4.25 บาท เป็นเงินจำนวน 604 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 495 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ คิดเป็นอัตราการจ่ายเงินปันผลต่อกำไรสุทธิ (Payout Ratio) ที่ร้อยละ 53 และ 42 ตามลำดับ ซึ่งเป็นไปตามนโยบายการจ่ายเงินปันผลไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ของกำไรสุทธิ

ในเดือนพฤษภาคม 2566 บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท.สผ.ศง.) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่ม ปตท.สผ. ได้ดำเนินการขายหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิ มีผู้ค้ำประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ ให้แก่นักลงทุนสถาบันมูลค่า 1,500 ล้านบาท อายุ 3 ปี โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 2.51 โดย ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน

ในเดือนมิถุนายน 2566 ปตท.สผ. ได้ดำเนินการบริหารจัดการหนี้สินหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งประกอบด้วย การโอนหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนดไถ่ถอนปี 2585 ทั้งจำนวน ซึ่งออกโดย PTTEP Canada International Finance Limited (“PTTEP CIF”) ให้แก่ ปตท.สผ.ศง. นอกจากนี้ ได้ทำการรับซื้อคืนหุ้นกู้บางส่วน ได้แก่ หุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนดไถ่ถอนปี 2585 และหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนดไถ่ถอนปี 2602 ของ ปตท.สผ.ศง. เป็นจำนวน 31,894,000 ดอลลาร์ สรอ. และจำนวน 50,000,000 ดอลลาร์ สรอ.ตามลำดับ โดยหลังจากดำเนินการแล้วเสร็จ หุ้นกู้ดังกล่าวมีจำนวนคงเหลือ 458,106,000 ดอลลาร์ สรอ. และ 600,000,000 ดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ ซึ่งมี ปตท.สผ. ศง. เป็นผู้ออกหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ทั้งหมด โดยการทำรายการดังกล่าวเป็นไปเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการด้านการเงินของกลุ่มบริษัท

ทั้งนี้ ภายหลังการจ่ายผลตอบแทนเงินทุนแก่ผู้ถือหุ้นในรูปแบบของเงินปันผล และการบริหารจัดการหนี้สินสกุลดอลลาร์ สรอ. ดังกล่าว บริษัทยังคงมีสภาพคล่องและสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลก รวมทั้งยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอสำหรับรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อการดำเนินงานตามแผนงาน และการลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท

❹ *การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี*

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดย ณ สิ้นปี 2566 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 68 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว อยู่ระหว่างการพัฒนาและทดสอบเทคโนโลยี อาทิเช่น เทคโนโลยีการแยกสิ่งปนเปื้อนในน้ำ เทคโนโลยีเพื่อยืดอายุการใช้งานของตัวดูดซับ เป็นต้น ซึ่งจะช่วยในการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนสำหรับการกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มเติมจากเทคโนโลยีที่ประสบความสำเร็จและมีการนำไปใช้จริงแล้ว
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับสนับสนุนการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างในแหล่งผลิตปิโตรเลียม ได้แก่
  - การพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปใช้สำหรับการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย และพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น รวมทั้งรองรับท่อขนาดอื่นเพิ่มเติมเพื่อให้สามารถนำไปใช้ได้กับทุกแหล่งผลิตของ ปตท.สผ.
  - การพัฒนาวิธีการปิดและสละหลุมผลิตด้วยปฏิกิริยาเทอร์ไมต์ อยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการทดสอบในขั้นนำร่องในแหล่งผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ.
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) และอากาศยานไร้คนขับสำหรับการตรวจสอบแท่นผลิตและการขนส่งอุปกรณ์ (Inspection and Delivery Drone) ได้ดำเนินการทดสอบอุปกรณ์ต้นแบบ ที่แหล่งผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง โดยการทดสอบจะมีการดำเนินการต่อเนื่องไปสิ้นสุดในไตรมาส 1 ปี 2567
- โครงการพัฒนาการเคลือบผิวของเหล็กกล้าคาร์บอน (Carbon Steel) และเหล็กกล้าไร้สนิม (Stainless Steel) ด้วยสารเคลือบที่มีคุณสมบัติคล้ายเพชร (Diamond-Liked Carbon) ได้มีการพัฒนาเครื่องเคลือบต้นแบบแล้วเสร็จ และจะมีการทดสอบประสิทธิภาพของเครื่องต้นแบบ และทดลองการเคลือบผิวอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่พบปัญหาการกัดกร่อนและสึกกร่อนในปี 2567
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ได้แก่
  - โครงการพัฒนาปล่องเผาทิ้งที่ใช้พลังงานความร้อนต่ำเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการนำไปติดตั้งเพื่อใช้งานจริงในแหล่งจี 2/61 ในปี 2567
  - โครงการพัฒนาการนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปใช้ประโยชน์ด้วยการเปลี่ยนเป็นหินแร่เพื่อเพิ่มความแข็งแรงของปะการังเทียมและนำไปใช้เพื่อการฟื้นฟูทรัพยากรประมงทะเล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการทดสอบปะการังเทียมต้นแบบเพื่อประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมร่วมกับกับกรมประมง และอยู่ระหว่างการออกแบบเครื่องต้นแบบสำหรับการบ่มปะการังเทียมคอนกรีตด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
  - โครงการทดสอบเทคโนโลยีดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากปล่องระบายก๊าซของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีการใช้ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ได้มีการดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในแหล่งผลิตของ ปตท.สผ.แล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อศึกษาในขั้นการออกแบบทางวิศวกรรม (FEED)
  - โครงการทดสอบเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานคลื่น และแผงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำมาใช้ในกระบวนการผลิตนอกชายฝั่ง
  - โครงการพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากอากาศ (Direct Air Capture) อยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ต้นแบบและพัฒนาตัวดูดซับสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยตัวดูดซับชนิดของแข็ง และอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ในห้องทดลองสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยวิธีไฟฟ้าเคมี
- โครงการพัฒนาสนามทดลองเทคโนโลยีพลังงานสะอาด ปัจจุบันอยู่ระหว่างการติดตั้งอุปกรณ์กักเก็บพลังงานเพื่อทำงานร่วมกับเทคโนโลยีผลิตพลังงานหมุนเวียน และอยู่ระหว่างการเตรียมพื้นที่สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฮโดรเจน ซึ่งจะเริ่มดำเนินการในปี 2567
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่องซึ่งจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 1 ปี 2567 และอยู่ระหว่างการพิจารณาความร่วมมือกับบริษัทในกลุ่ม ปตท. รวมถึงบริษัทภายนอกในหลากหลายอุตสาหกรรม เพื่อศึกษาโอกาสในการนำเทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซส่วนเกินในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมเป็นท่อนาโนคาร์บอน และท่อนาโนคาร์บอนที่ผลิตได้ ไปใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ใน ปี 2566 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- 3 รางวัลจาก IAA Awards for Listed Companies 2022-2023 จัดโดยสมาคมนักวิเคราะห์การลงทุนและตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ได้แก่ รางวัล Outstanding CEO รางวัล Outstanding CFO และรางวัล Best IR ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 โดยรางวัลนี้มอบให้แก่บริษัทจดทะเบียนใน 11 กลุ่มอุตสาหกรรม ที่ได้รับการเสนอชื่อและให้คะแนนจากนักวิเคราะห์ โดยพิจารณาจากความสามารถในการบริหารที่เป็นเลิศ การนำเสนอและให้ข้อมูลอย่างสม่ำเสมอในเชิงลึก ตรงประเด็น มีคุณภาพ ชัดเจน รวดเร็ว และถูกต้องครบถ้วน รวมถึงมีจรรยาบรรณและบรรษัทภิบาลในการดำเนินธุรกิจ
- รางวัล SETA Energy Awards 2023 ประเภทรางวัล Carbon Reduction จากผลงานด้านกลยุทธ์และการดำเนินการเพื่อบรรลุตามเป้าหมาย EP Net Zero 2050 และการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมที่เกี่ยวข้อง จัดโดยกระทรวงพลังงานร่วมกับ บริษัท แกท อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด เป็นงานประกาศเกียรติคุณประจำปีที่ยกย่องความสำเร็จอันโดดเด่นของบุคคล บริษัท และองค์กรในสายงานด้านพลังงาน
- รางวัล HR Excellence Awards 2023 สาขา Excellence in Hybrid Working ในงานประกาศรางวัล HR Excellence Awards 2023 Thailand จัดโดย Lighthouse Independent Media แสดงให้เห็นถึงความเป็นเลิศด้านการบริหารทรัพยากรบุคคลของ ปตท.สผ. ด้านการทำงานแบบไฮบริดที่มีประสิทธิภาพและความยืดหยุ่น ในระดับมาตรฐานเทียบเคียงกับบริษัทชั้นนำในประเทศไทย
- ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) ประจำปี 2566 เป็นปีที่ 9 ในกลุ่มดัชนีโลก (World Index) และได้รับการคัดเลือกให้อยู่ใน Sustainability Yearbook จัดทำโดย S&P Global ต่อเนื่องเป็นปีที่ 10 ของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซขั้นต้นและครบวงจร (Oil & Gas Upstream & Integrated) อีกทั้งได้รับการประเมินระดับความน่าเชื่อถือของดัชนี MSCI ESG Ratings ในระดับ A และเป็นสมาชิกดัชนีความยั่งยืนระดับโลก FTSE4Good Index Series เป็นปีที่ 8 ติดต่อกัน และได้รับการจัดอันดับเป็น ESG Industry Top-rated Company กลุ่มผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซ จาก Morningstar Sustainalytics
- 4 รางวัลจาก SET Awards 2023 โดยตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ได้แก่ รางวัลบริษัทที่มีผลการดำเนินงานดีเด่น (Outstanding Company Performance Awards) ซึ่งมอบให้แก่บริษัทจดทะเบียนที่มีผลการดำเนินงานดีเด่น การกำกับดูแลกิจการที่ดี และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ของตลาดหลักทรัพย์ฯ รางวัลเกียรติยศแห่งความสำเร็จด้านความยั่งยืน ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุด (Sustainability Award of Honor) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 และได้รับผลประเมินหุ้นยั่งยืน SET ESG Ratings ในระดับสูงสุด AAA ซึ่งเป็น 1 ใน 34 บริษัทที่ได้ระดับเดียวกัน รางวัลเกียรติยศแห่งความสำเร็จด้านนักลงทุนสัมพันธ์ (SET Award of Honor : Best Investor Relations) มอบให้แก่บริษัทที่มีความเป็นเลิศด้านงานนักลงทุนสัมพันธ์ ซึ่งได้รับรางวัลยอดเยี่ยมต่อเนื่องอย่างน้อย 3 ปีขึ้นไป นอกจากนี้ ยังได้รับรางวัลบริษัทยอดเยี่ยมด้านนวัตกรรม (Best Innovative Company Awards) จากผลงานนวัตกรรมการเปลี่ยนก๊าซส่วนเกินในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมเป็นท่อนาโนคาร์บอน ซึ่งเป็นนวัตกรรมที่มีส่วนช่วยในการลดการปลอยก๊าซเรือนกระจกโดยการนำก๊าซเรือนกระจกมาใช้ประโยชน์สำหรับการผลิตเป็นวัสดุที่มีมูลค่า
- รางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชน ประเภทรัฐวิสาหกิจ ในระดับดีเด่น ประจำปี 2566 ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุด ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ทั้งนี้ ปตท.สผ. ยึดมั่นหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี มีความรับผิดชอบต่อสังคม และนำหลักสิทธิมนุษยชนสากลมาใช้เป็นพื้นฐานของการดำเนินงานในทุกพื้นที่ปฏิบัติการ นอกจากนี้ ยังสนับสนุนความหลากหลายและความเสมอภาคของพนักงานในองค์กร มีการกำหนดแนวปฏิบัติในการป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนเชิงรุก รวมถึงให้ความสำคัญกับกระบวนการในการปกป้องและเยียวยาผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากการดำเนินงาน ทั้งยังมุ่งมั่นปลูกฝังความรับผิดชอบร่วมด้านสิทธิมนุษยชนในองค์กร
- รางวัล International Green Apple Awards for Environmental Best Practice 2023 ด้าน Environmental Improvement ระดับ Gold จาก The Green Organisation จากโครงการ ปตท.สผ. ปลูกป่าลดภาวะโลกร้อน ซึ่งเป็นรางวัลที่มอบให้กับองค์กรจากทั่วโลกที่มีการดำเนินงานที่สามารถชะลอการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและจำกัดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้จริง จัดโดย The Green Organisation ซึ่งเป็นองค์กรอิสระที่ไม่แสวงหาผลกำไร ก่อตั้งเพื่อส่งเสริมการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและเป็นที่ยอมรับในระดับนานาชาติ
- รางวัล Steward Leadership 25 (SL25) จากการดำเนินงานภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) โดย ปตท.สผ. เป็น 1 ใน 25 องค์กรในเอเชียที่ได้รับรางวัลนี้ จัดโดย Stewardship Asia Centre CLG Limited ซึ่งเป็นองค์กรไม่แสวงหากำไร ร่วมกับ INSEAD Hoffmann Global Institute for Business and Society, WTW และหนังสือพิมพ์ The Straits Times มีเป้าหมายในการสนับสนุนธุรกิจ ผู้นำ นักลงทุน และบุคคลทั่วไป ดำเนินการผ่านแนวทางปฏิบัติในการสร้างคุณค่า โดยการบูรณาการความต้องการของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย สังคม และสิ่งแวดล้อม

- รางวัล ESG Initiative of the Year จากเวที Asian Oil and Gas Awards จากการดำเนินงานที่มุ่งรักษาสมดุลระหว่างการดำเนินธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมผ่านกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืน และการดำเนินโครงการต่างๆ ภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ซึ่งมอบให้กับองค์กรในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซในเอเชียที่มีการดำเนินงานที่โดดเด่น จัดโดย Asian Power Magazine

โดยรางวัลทั้งหมดที่ได้รับนี้ เป็นความภาคภูมิใจของ ปตท.สผ. และจะเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice ต่อไป

ภาพรวมเศรษฐกิจในปี 2566

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบยังคงเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อการดำเนินงานของบริษัท และยังคงมีความผันผวนตลอดทั้งปี โดยในปี 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 82.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากปี 2565 ที่ 96.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากอุปทานน้ำมันดิบของประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น และความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอย เงินเฟ้อ การปรับขึ้นดอกเบี้ยของธนาคารกลางของกลุ่มประเทศตะวันตก เช่น สหรัฐอเมริกา สหภาพยุโรป และสหราชอาณาจักร ซึ่งส่งผลกระทบต่อการเติบโตของเศรษฐกิจทั่วโลก

ในไตรมาส 1 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 80.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2565 ที่ 84.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล) สาเหตุหลักจากความกังวลต่อวิกฤตการณ์ในภาคธนาคารของสหรัฐฯ หลังรัฐบาลสหรัฐฯ สั่งปิดกิจการของธนาคาร Silicon Valley (SVB) และธนาคาร Signature (SB) โดยนักลงทุนกังวลว่าอาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบธนาคารและลุกลามไปยังธนาคารอื่น ๆ รวมถึงการที่ Fed มีแนวโน้มคงอัตราดอกเบี้ยระดับสูงตลอดทั้งปี สร้างความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอย ซึ่งส่งผลกระทบต่ออุปสงค์น้ำมันดิบ

สำหรับไตรมาส 2 ธนาคารกลางสหรัฐฯ และยุโรปยังคงขึ้นดอกเบี้ยนโยบายอย่างต่อเนื่องเพื่อสกัดเงินเฟ้อ ซึ่งก่อให้เกิดความกังวลเศรษฐกิจถดถอยในวงกว้าง อีกทั้งเศรษฐกิจประเทศจีนที่มีการขยายตัวน้อยกว่าคาด ยังคงกดดันอุปสงค์น้ำมันดิบ และทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบลดลงมาอยู่ที่เฉลี่ย 77.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยไตรมาส 3 ปี 2566 ปรับตัวสูงขึ้นจากไตรมาส 2 มาอยู่ที่ 86.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากการขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิตของซาอุดิอาระเบีย และรัสเซีย ทำให้คาดการณ์อุปทานน้ำมันดิบมีแนวโน้มตึงตัว รวมถึงความต้องการใช้น้ำมันที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลเนื่องจากเป็นฤดูร้อนของซีกโลกตะวันตก ที่การเดินทาง และการท่องเที่ยวเพิ่มมากขึ้น

ไตรมาส 4 ปี 2566 อุปทานจากสหรัฐอเมริกา และแอฟริกา มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงในสหรัฐฯ ลดลงจากสถานการณ์น้ำท่วมในหลายรัฐ ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยจึงลดลงมาอยู่ที่ 83.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างประเทศอิสราเอล และกลุ่มฮามาส ส่งผลให้ราคาน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยในเดือนตุลาคม แต่ในปลายไตรมาสราคาน้ำมันได้ปรับตัวลงอีกครั้ง เนื่องจากความขัดแย้งดังกล่าวไม่ได้กระทบต่ออุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง เพราะอิสราเอลไม่ใช่ผู้ผลิตน้ำมันรายใหญ่ และปาเลสไตน์ไม่มีแหล่งผลิตน้ำมันดิบ รวมถึงความขัดแย้งมีแนวโน้มอยู่ในวงจำกัด

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG อยู่ที่ 14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในปี 2566 ลดลงจากเดิมที่ 34 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในปี 2565 โดยในไตรมาส 1 ของปี 2566 ราคาปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2565 อย่างมาก จากราคาเฉลี่ย 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู มาอยู่ที่ประมาณ 16 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เนื่องจากฤดูหนาวในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือไม่รุนแรงเท่าที่คาดการณ์ไว้ ทำให้ระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ส่งผลให้ราคา LNG ลดลงอย่างต่อเนื่องในไตรมาสที่ 2 มาอยู่ที่ราคาเฉลี่ยประมาณ 11 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู สำหรับในไตรมาส 3 เกิดการนัดหยุดงานของสหภาพแรงงานที่โรงงาน LNG ในออสเตรเลีย ประกอบกับการหยุดซ่อมบำรุงในประเทศรัสเซีย ภูมิภาคยุโรป และสหรัฐอเมริกา ทำให้ราคาปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับประมาณ 13 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู และปรับสูงขึ้นเป็นระดับประมาณ 15 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในไตรมาส 4 เนื่องจากความกังวลในสถานการณ์ระหว่างอิสราเอลและปาเลสไตน์ รวมถึงความไม่แน่นอนของสถานการณ์ในตะวันออกกลางอื่น ๆ ในส่วนของสภาวะตลาดประจำปี 2566 มีกำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 408 ล้านตันต่อปี (2565: 393 ล้านตันต่อปี) ในขณะที่ความต้องการใช้โดยรวมอยู่ที่ประมาณ 413 ล้านตันต่อปี (2565: 395 ล้านตันต่อปี) (ข้อมูลจาก FGE เดือนมกราคม 2567)

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ให้ความเห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมถึงตุลาคม ปี 2566 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2565 โดยการเพิ่มขึ้นนี้ส่วนใหญ่อยู่ในรูปแบบของการใช้ก๊าซธรรมชาติ และ LNG เพื่อการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันอยู่ในระดับสูง

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

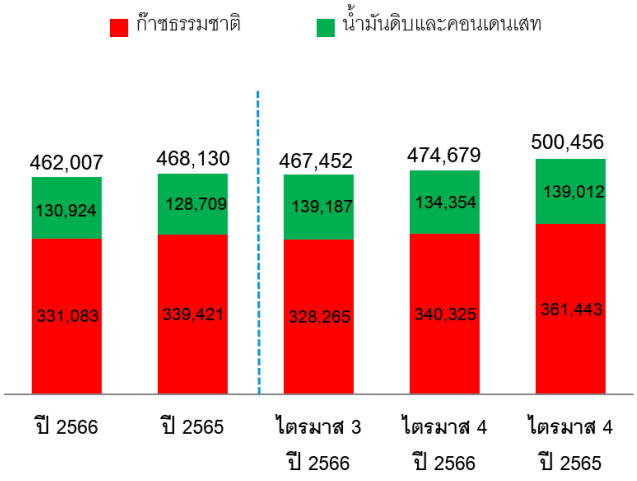
ในปี 2566 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นโดยรวมจาก 34.40 บาท มาปิดที่ 34.22 บาท ณ สิ้นปี 2566 โดยในระหว่างปี 2566 ค่าเงินบาทมีความผันผวนสูง จากระดับต่ำสุดของปีที่ 32.69 บาท ในช่วงต้นปีจนแตะระดับสูงสุดของปีที่ 37.14 บาท จากการปรับขึ้นดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางสหรัฐฯ มาอยู่ที่ร้อยละ 5.50 ซึ่งเป็นระดับสูงสุดนับตั้งแต่ปี 2544 ทำให้ค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นมากเมื่อเทียบกับค่าเงินสกุลอื่น ๆ นอกจากนั้น ค่าเงินบาทยังได้รับผลกระทบจากปัจจัยลบจากเศรษฐกิจในประเทศ โดยตัวเลขภาคการท่องเที่ยวและภาคการส่งออกสินค้าฟื้นตัวช้ากว่าที่คาด ประกอบกับปัจจัยความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจจากความยืดเยื้อของสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน และสงครามระหว่างอิสราเอลกับกลุ่มฮามาส อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายปี 2566 ธนาคารกลางสหรัฐฯ เริ่มส่งสัญญาณปรับลดอัตราดอกเบี้ยในปี 2567 จากอัตราเงินเฟ้อที่ทยอยลดลงอย่างต่อเนื่อง ทำให้เงินบาทกลับมาแข็งค่าขึ้นในช่วงปลายปี 2566

ผลการดำเนินงาน

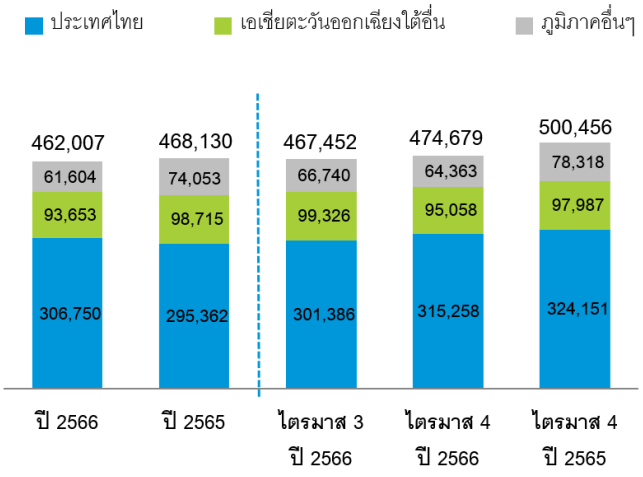
ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2566	ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	48.21	53.39	-5.18	48.62	48.41	52.76	-0.21	-4.35
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	79.09	94.89	-15.80	81.89	81.95	85.40	+0.06	-3.45
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.00	6.27	-0.27	5.75	5.86	6.70	+0.11	-0.84
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	82.09	96.38	-14.29	86.63	83.75	84.77	-2.88	-1.02

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ปี 2566 เปรียบเทียบกับปี 2565

ปี 2566 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 462,007 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 1 จากปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 468,130 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 มีสัดส่วนปริมาณการขาย (Contractor Entitlement) ลดลง และมีการปิดซ่อมบำรุงในปีนี้ นอกจากนั้น โครงการบงกชได้สิ้นสุดสัมปทานเมื่อเดือนมีนาคมปีนี้ สุทธิกับโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ที่รับรู้ปริมาณการขายเต็มปี อีกทั้งโครงการจี 1/61 ได้บรรลุเป้าหมายในการเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเมื่อปลายเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา นอกจากนั้นราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 10 เป็น 48.21 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ปี 2565 : 53.39 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566

ไตรมาส 4 ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 474,679 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 2 จากไตรมาส 3 ปี 2566 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 467,452 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 2/61 มีการปิดซ่อมบำรุงน้อยกว่าไตรมาสก่อน สุทธิกับโครงการมาเลเซียที่มีการปิดซ่อมบำรุงแปลง เอช รวมถึงแปลง เค ขายน้ำมันดิบได้ลดลงในไตรมาสนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายเฉลี่ยลดลงเล็กน้อยเป็น 48.41 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 3 ปี 2566 : 48.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2566 กับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 500,456 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 5 โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 มีสัดส่วนปริมาณการขาย (Contractor Entitlement) ลดลง และมีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาสนี้ นอกจากนั้น โครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อเดือนมีนาคมปีนี้ สุทธิกับโครงการจี 2/61 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการจี 1/61 ที่ได้บรรลุเป้าหมายในการเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเมื่อปลายเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา นอกจากนั้น ราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 8 เป็น 48.41 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 4 ปี 2565 : 52.76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ปี 2566 เปรียบเทียบกับปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับปี 2566 จำนวน 2,208 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 209 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 10 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 1,999 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์มีจำนวนลดลง รวมถึงปีนี้มีกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) โดยกำไรสุทธิสำหรับปี 2566 จำนวน 2,208 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับปี 2566 จำนวน 2,322 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 325 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีกำไร 2,647 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 759 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 115 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกชในไตรมาส 1 ที่ผ่านมา รวมถึงโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าภาคหลวงลดลง 238 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และโครงการในประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายลดลง ในส่วนของภาษีเงินได้ลดลง 224 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย และประเทศโอมานตามกำไรที่ลดลง นอกจากนั้น รายได้ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 108 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินสดคงเหลือและอัตราดอกเบี้ยที่สูงขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับปี 2566 จำนวน 114 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 534 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีขาดทุน 648 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง 182 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปีก่อน รวมถึงการปรับกลยุทธ์การเข้าทำสัญญา (ปี 2566 : ขาดทุน 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปี 2565 : ขาดทุน 186 ล้านดอลลาร์ สรอ.) นอกจากนั้น ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ลดลง 180 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยปี 2566 รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 จำนวน 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ปี 2565 : รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 โครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) และบริษัท PTTEP BL) สำหรับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศสุทธิกับขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า เป็นผลขาดทุนจำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยขาดทุนลดลง 87 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเทียบกับปีก่อน นอกจากนั้น มีรายการสำคัญของโครงการออสเตรเลียในปี 2566 ได้แก่ กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) จำนวน 73 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) จำนวน 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะเดียวกันมีรายการสำคัญอื่นที่เกิดขึ้นในปี 2565 ได้แก่ ค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับรายได้อื่นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 แม้ว่าไตรมาสนี้มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายส่วนอื่นที่ลดลง เช่น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และภาษีเงินได้ โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 603 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 ที่มีกำไร 539 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 9 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลงเล็กน้อย ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 57 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักมาจากโครงการคอนแทร็ค 4 มีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตต่ำกว่าประมาณการ ประกอบกับโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายลดลง นอกจากนั้น ภาษีเงินได้ลดลง 53 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศโอมานและประเทศมาเลเซีย

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 89 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 จำนวน 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 3 ปี 2566 : ไม่มีการรับรู้) อย่างไรก็ตาม ไตรมาสนี้มีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 12 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นขาดทุนที่ 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนั้น มีรายการสำคัญของโครงการออสเตรเลียในไตรมาสนี้ ได้แก่ กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) จำนวน 73 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) จำนวน 50 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 97 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 23 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นโดยหลักจากขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ลดลง รวมถึงค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราที่เกิดในไตรมาส 4 ปีก่อน โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 603 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไร 723 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 267 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง ในขณะที่ภาษีเงินได้ลดลง 68 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยตามกำไรที่ลดลง ประกอบกับค่าภาคหลวงลดลง 65 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 41 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการคอนแทร็ค 4 มีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตต่ำกว่าประมาณการ

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 89 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 217 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 306 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ลดลง 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยไตรมาสนี้รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 จำนวน 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 4 ปี 2565 : รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา)) ประกอบกับขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าสุทธิกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ เป็นขาดทุนลดลง 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาส 4 ปีก่อน นอกจากนั้น มีรายการสำคัญของโครงการออสเตรเลียในไตรมาสนี้ ได้แก่ กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) จำนวน 73 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) จำนวน 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะเดียวกันมีรายการสำคัญอื่นที่เกิดขึ้นในไตรมาส 4 ปีก่อน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับรายได้อื่นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ไตรมาส 4 ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2566	ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	2,513	2,489	+24	640	585	567	-55	+18
ประเทศไทย	1,608	1,843	-235	375	436	524	+61	-88
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	669	783	-114	187	145	205	-42	-60
ตะวันออกกลาง	223	292	-69	59	57	118	-2	-61
ออสเตรเลีย	22	(164)	+186	-	23	(131)	+23	+154
อเมริกา	(8)	(110)	+102	(2)	-	(3)	+2	+3
แอฟริกา	(6)	(167)	+161	19	(78)	(148)	-97	+70
อื่นๆ	5	12	-7	2	2	2	-	-
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(305)	(490)	+185	(126)	(71)	(150)	+55	+79
กำไรสำหรับงวด	2,208	1,999	+209	514	514	417	-	+97

ปี 2566 เปรียบเทียบกับปี 2565

สำหรับปี 2566 มีกำไรสุทธิ 2,208 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 209 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 1,999 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการขาดทุนลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 185 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรเพิ่มขึ้น 24 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิสำหรับปี 2566 จำนวน 305 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 185 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 490 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลงจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปีก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับปี 2566 จำนวน 2,513 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 24 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 2,489 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากออสเตรเลียเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 186 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากปีนี้มีกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) ในขณะที่ปีก่อนมีค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา แอฟริกาขาดทุนลดลง 161 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ที่เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีก่อน และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ลดลงจากโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการแปลง 17/06 อเมริกาขาดทุนลดลง 102 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ปีก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน PTTEP BL ในขณะที่ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว สุทธิกับประเทศไทยกำไรลดลง 235 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง สุทธิกับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นกำไรลดลง 114 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลงจากโครงการมาเลเซีย ตะวันออกกลางกำไรลดลง 69 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้อื่น ๆ ลดลง เนื่องจากปีก่อนมีการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 ในขณะที่ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ไม่เปลี่ยนแปลงเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 โดยส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ ขาดทุนลดลง 55 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรลดลง 55 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 55 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากไตรมาสนี้มีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 585 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 55 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2566 ที่มีกำไร 640 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากแอฟริกาเปลี่ยนแปลงลดลง 97 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในไตรมาสนี้ ในขณะที่รายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ราเคซ จากปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 61 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงโดยหลักมาจากโครงการคอนแทร็ค 4 มีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตต่ำกว่าประมาณการ

ไตรมาส 4 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

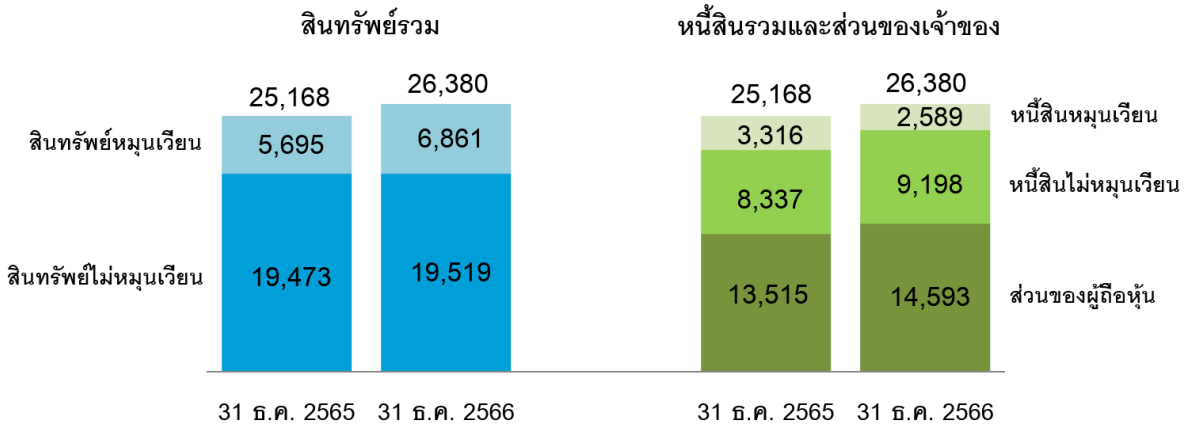
สำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 97 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ ขาดทุนลดลง 79 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรเพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 79 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าลดลงจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาส 4 ปีก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 จำนวน 585 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไร 567 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากออสเตรเลียเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 154 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสนี้มีกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) ในขณะที่ไตรมาส 4 ปีก่อนมีค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหลงมอนทารา สุทธิกับประเทศไทยกำไรลดลง 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง สุทธิกับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ตะวันออกกลางกำไรลดลง 61 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้อื่น ๆ ลดลง เนื่องจากไตรมาส 4 ปีก่อนมีการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 ในขณะที่ไตรมาส 4 ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 26,380 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,212 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 25,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยเพิ่มขึ้น 1,166 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 599 ล้านดอลลาร์ สรอ. ประกอบกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 480 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้น 200 ล้านดอลลาร์ สรอ. อย่างไรก็ตาม สุทธิกับสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการปรับปรุงรายการบัญชีเงินจ่ายล่วงหน้าที่เกี่ยวข้องกับประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต ซึ่งเป็นไปตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์สิทธิการใช้ ค่าความนิยม และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า โดยเพิ่มขึ้น 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิหลังค่าเสื่อมราคา เพิ่มขึ้น 984 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า และโครงการเอส 1 สุทธิกับสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 395 ล้านดอลลาร์ สรอ. และค่าความนิยมลดลง 195 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช และการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในขณะเดียวกันสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าลดลง 316 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,787 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 134 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 11,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยลดลง 727 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินระยะสั้นลดลง 385 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช และประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา นอกจากนั้น ภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 305 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทย มีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ภายหลังโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทาน

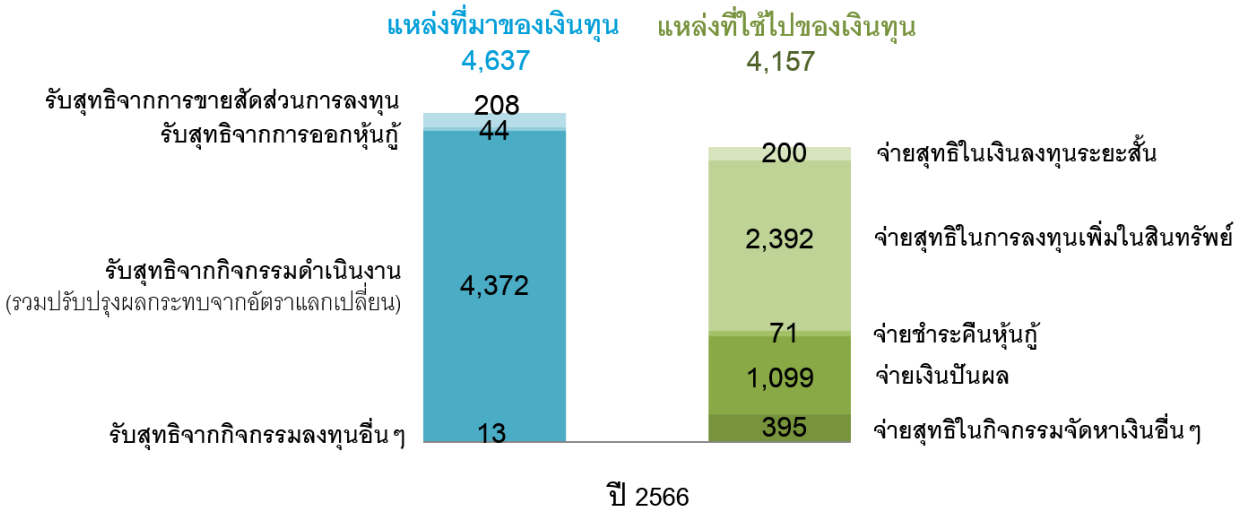
(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หุ้นกู้ หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต โดยเพิ่มขึ้น 861 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 1,052 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61โครงการจี 2/61 สุทธิกับหนี้สินตามสัญญาเช่าลดลง 134 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 14,593 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,078 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 13,515 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับปี 2566 สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน และสิงหาคม ปี 2566 โดยส่วนของเจ้าของนี้ได้รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการออกหุ้นสามัญใหม่ของบริษัทย่อยในเครือบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด ให้แก่ผู้ลงทุนภายนอก

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 4,019 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 480 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,539 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 4,637 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน 4,372 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ ประกอบกับเงินสดรับสุทธิจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) จำนวน 200 ล้านดอลลาร์ สรอ. และโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) จำนวน 8 ล้านดอลลาร์ สรอ. นอกจากนั้น มีเงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 1,500 ล้านบาท (เทียบเท่า 44 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 4,157 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 2,392 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า และโครงการเอส 1 ประกอบกับเงินสดจ่ายเงินปันผล 1,099 ล้านดอลลาร์ สรอ. สำหรับงวดหกเดือนหลังของปี ปี 2565 และงวดหกเดือนแรกของปี 2566 อีกทั้งมีการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างปี 2566 รวมถึงเงินสดจ่ายสุทธิในเงินลงทุนระยะสั้น และการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิของบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ปี 2566	ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 4 ปี 2565
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) *	74.47	75.39	74.24	74.48	73.48
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	15.71	15.41	15.55	15.71	15.41
อัตรากำไรสุทธิ	24.38	20.69	22.51	24.38	20.69
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.25	0.28	0.26	0.25	0.28
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.58	0.56	0.59	0.58	0.56

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในโครงการเอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของโครงการเอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) ค่าใช้จ่ายจากการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างงวด*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

ในปี 2566 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 12 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในปี 2566 กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 306,750 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 66 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 93,653 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 20 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในประเทศไทย</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
1. **เอส 1**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซแอลพีจี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการเร่งเจาะหลุมพัฒนาเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผน รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. **อาทิตย์**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากแท่นหลุมผลิตใหม่ และสามารถผลิตก๊าซฯ ได้ที่อัตราเฉลี่ย 327 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างต่อเนื่อง
3. **คอนแทร็ค 4**	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในปี 2566 โครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
4. **บี 8/32 และ 9 เอ**	25%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ในเดือนมีนาคม 2566 เรือรับก๊าซฯ ของผู้ดำเนินการเกิดอุบัติเหตุขณะทำการบำรุงรักษา เป็นเหตุให้ต้องหยุดการผลิตชั่วคราว โดยโครงการกลับมาผลิตได้ตั้งแต่ต้นเดือนตุลาคม 2566
5. **จี 12/48**	66.67%	PTTEP	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 กันยายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 33.3333 จากบริษัท TotalEnergies EP Thailand ซึ่งจะส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 100 ภายหลังการซื้อขายมีผลสมบูรณ์
6. **จี 1/61**	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2566 โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิต และติดตั้งแท่นผลิตใหม่เพิ่มเติมอีกจำนวน 3 แท่น เพื่อเพิ่มการผลิตไปสู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในเดือนเมษายน ปี 2567
7. **จี 2/61**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 825 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และได้ดำเนินการสร้างและติดตั้งแท่นผลิตและเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง
8. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย** (MTJDA)	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ในปี 2566 โครงการได้เจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนาเพิ่มเติมเพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการในระยะต่อไป
***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)*			
9. **จี 1/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว ซึ่งคาดว่าจะเจาะหลุมสำรวจภายในปี 2568
10. **จี 3/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว ซึ่งคาดว่าจะเจาะหลุมสำรวจภายในปี 2567

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเมียนมา			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
11. **ซอติก้า**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในปี 2566 โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการ และอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมพัฒนาเฟส 1D เพื่อรักษาระดับการผลิต
12. **ยาดานา**	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันโครงการสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่อง
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
13. **เมียนมา เอ็ม 3**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างรอการพัฒนา
โครงการในมาเลเซีย			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
14. **มาเลเซีย แปลง เค**	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) โดยในปี 2566 โครงการต้องหยุดผลิตเป็นเวลา 1.5 เดือนในไตรมาส 2 เพื่อดำเนินการล้างและตรวจสอบถังเก็บน้ำมัน และต่ออายุใบอนุญาตของเรือ และกลับมาดำเนินการผลิตปกติในเดือนมิถุนายน 2566
15. **มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311**	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในครึ่งหลังของปี 2566 โครงการมีการหยุดการผลิตเพื่อซ่อมบำรุงประจำปีซึ่งสำเร็จด้วยดี และสามารถกลับมาดำเนินการผลิตได้ตามแผนที่วางไว้
16. **มาเลเซีย แปลง เอช**	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ในปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ต่ำกว่าแผนเนื่องจากในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการต้องหยุดการผลิตชั่วคราวเป็นระยะเวลา 1 เดือน หลังจากพบปัญหาอุปกรณ์การผลิตบนเรือผู้รับซื้อก๊าซฯ (PFLNG 2)
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
17. **มาเลเซีย เอสเค 410 บี**	42.5%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้นในแหล่ง Lang Lebah ซึ่งแล้วเสร็จในเดือนตุลาคม 2566 ควบคู่ไปกับการเจรจาสัญญากับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง และคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ในช่วงครึ่งปีแรก 2571
18. **มาเลเซีย เอสเค 417**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมเพื่อประเมินศักยภาพของแหล่ง Nangka และวางแผนเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจอีก นอกจากนั้น โครงการได้เริ่มทำการศึกษาการพัฒนาในแหล่ง Dokong เพิ่มอีก 1 แหล่ง
19. **มาเลเซีย เอสเค 405 บี**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียม และจะพิจารณาแผนการพัฒนาที่เหมาะสมต่อไป โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2568

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
20. **มาเลเซีย เอสเค 438**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในปี 2566 โครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจแล้วเสร็จจำนวน 2 หลุมตามแผนงาน จากผลการขุดเจาะพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่สำคัญโดยมีความหนาสุทธิกว่า 200 เมตร ซึ่งถือว่าเป็นแหล่งที่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติมากอีกแหล่งหนึ่งที่ ปตท.สผ. ค้นพบในประเทศมาเลเซีย ถัดจากแหล่งลังเลอบาห์ (Lang Lebah)
21. **มาเลเซีย เอสเค 314 เอ**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ใน ในปี 2566 โครงการได้เจาะหลุม Mong Merah-1 และอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไป
22. **มาเลเซีย พีเอ็ม 407**	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในปี 2566 โครงการได้เจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพัน 1 หลุม (Simpoh Beludu-1) แล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไป
23. **มาเลเซีย พีเอ็ม 415**	70%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในปี 2566 หลังจากทำกิจกรรมที่เป็นข้อผูกพันขั้นต่ำครบถ้วนและทำการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่แล้วเสร็จ ทางโครงการได้คืนพื้นที่แปลง PM415 ให้แก่ภาครัฐเป็นที่เรียบร้อย
24. **มาเลเซีย เอสบี 412**	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ในปี 2566 โครงการได้ทำการประมวลผลด้วยคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติและศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียม เพื่อสนับสนุนการวางแผนการสำรวจระยะที่ 2 ในช่วงต้นปี 2567 ต่อไป
25. **มาเลเซีย เอสเค 325**	32.5%	PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ในปี 2566 โครงการได้รวมเตรียมแผนการศึกษาทางธรณีฟิสิกส์ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ และศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ เพื่อวางแผนการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันขั้นต่ำเพื่อดำเนินการเจาะสำรวจ ในปี 2567-2569 ต่อไป
<u>โครงการในเวียดนาม</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
26. **เวียดนาม 9-2**	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 9 ล้านลูกบาศก์ฟุต และน้ำมันดิบประมาณ 4,460 บาร์เรลต่อวัน
27. **เวียดนาม 16-1**	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุต และน้ำมันดิบประมาณ 11,500 บาร์เรลต่อวัน

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
28. **เวียดนาม บี และ 48/95 และ เวียดนาม 52/97**	8.5% 7%	Vietnam Oil and Gas Group	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2569 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตเพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลางและแอฟริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase) และธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง (Midstream)			
29. **โอมาน แปลง 6 และ โอมาน แปลง 53**	2%/ 1%	Petroleum Development Oman / Occidental	โครงการโอมาน แปลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แปลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+
30. **โอมาน แปลง 61**	20%	BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 56,000 บาร์เรลต่อวัน
31. **โอมาน แอลเอ็นจี**	2%	OLNG	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซูร์ ประเทศโอมาน เมื่อวันที่ 23 ตุลาคม 2566 บริษัทลงนามในสัญญาผู้ถือหุ้น (Shareholder Agreement) เพื่อขยายอายุสัญญาออกไปอีก 10 ปี ถึงเดือนธันวาคม 2577

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
32. **โอมาน ออนชอร์ แปลง 12**	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2567
โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
33. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 1**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการได้จัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ฉบับเบื้องต้นแล้ว ในปัจจุบันอยู่ระหว่างการจัดเตรียมรายงานฉบับสมบูรณ์
34. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 2**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ XF-002 โดยได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในระดับลึก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติมเพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม และมีแผนที่จะเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในช่วงปลายปี 2568
35. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 3**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567-2568
36. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย เอ**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โครงการอยู่ระหว่างการจัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
37. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โครงการทำการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติเสร็จเรียบร้อยแล้วในปี 2566 ขณะนี้อยู่ระหว่างการแปลผลข้อมูลเพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
38. **แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี**	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2566 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 15,600 บาร์เรลต่อวัน และอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมผลิตใหม่และเตรียมความพร้อมหลุมผลิตเดิมเพื่อเพิ่มการผลิต
39. **แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ราเคซ**	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โดยในปี 2566 โครงการบรรลุเป้าหมายในการเพิ่มการผลิตน้ำมันดิบจากประมาณ 13,000 บาร์เรลต่อวัน เป็น 17,000 บาร์เรลต่อวัน และกำลังดำเนินการศึกษาและพัฒนาระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 30,000 และ 60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปลายปี 2570 และ 2573 ตามลำดับ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
40. **โมซัมบิก แอเรีย 1**	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ อย่างไรก็ตาม จากการประเมินสถานการณ์โดยรวมแล้วมีความเป็นไปได้ค่อนข้างสูงที่จะสามารถกลับเข้าพื้นที่เพื่อดำเนินการก่อสร้างต่อไปได้ภายในครึ่งแรกของปี 2567
โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
41. **แปลง 17/06**	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา โดยเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการ โดยการซื้อขายมีผลสมบูรณ์แล้ว ตั้งแต่วันที่ 22 ธันวาคม 2566

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
42. **พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในออสเตรเลีย ประกอบด้วยแหลงโอลิเวอร์ (AC/RL12) ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางการจัดการเชิงพาณิชย์ที่เหมาะสมต่อไป โดยเมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2566 บริษัทได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลออสเตรเลียให้โอนสัดส่วนในแหลงคาทานดรา (AC/RL10) ให้แก่ บริษัท Bengal Energy Limited และต่อมาเมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2566 บริษัทได้รับอนุมัติจากรัฐบาลออสเตรเลียในการคืนแหลงเทนนาเซียส (AC/RL4) ซึ่งหมดอายุเมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2566 และเมื่อวันที่ 18 สิงหาคม 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดแหลงแคชเมเปิล (AC/RL7) ให้แก่ บริษัท INPEX Cash Maple Pty Ltd และ บริษัท TotalEnergies Exploration Australia Pty Ltd โดยการซื้อขายมีผลสมบูรณ์แล้ว ตั้งแต่วันที่ 22 ธันวาคม 2566

โครงการในทวีปอเมริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในแคนาดา</u>			
***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)*			
43. **มาเรียนา ออยล์ แซนด์**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา ได้ดำเนินการคืนพื้นที่ทั้งหมดตามข้อกำหนดแล้วเสร็จในเดือนสิงหาคม 2566
<u>โครงการในสหรัฐเม็กซิโก</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
44. **เม็กซิโก แปลง 12 (2.4)**	20%	Petronas	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐ
45. **เม็กซิโก แปลง 29 (2.4)**	16.67%	Repsol	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมแหล่ง Polok และแหล่ง Chinwol รวมถึงแผนการสำรวจปิโตรเลียมในอนาคต

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ตลอดปี 2566 มีดังนี้

ปตท.สผ. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสะสมได้ประมาณ

2.47

ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
(จากปีฐาน 2563)

ปตท.สผ. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ ในปี 2566

0.96

ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
(คิดเป็นการลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ ร้อยละ 12.5 จากปีฐาน 2563)

บริษัทดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านการบริหารจัดการการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P Portfolio) และการบริหารจัดการหลุมผลิตที่เหมาะสม รวมทั้งดำเนินการโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่องและผลักดันโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ ในปี 2566 มีความคืบหน้า ได้แก่

CCS โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	ศึกษาและออกแบบด้านวิศวกรรม (Front-End Engineering Design: FEED) ในโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งอาทิตย์เสร็จเรียบร้อยแล้ว โดยคาดว่าแหล่งอาทิตย์จะสามารถตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย(Final Investment Decision: FID) ได้ในปี 2567 และเริ่มต้นดำเนินงานครั้งแรก (1st Injection) ได้ในปี 2570 และคาดว่าจะสามารถกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ที่ 0.7 – 1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
OGMP 2.0 โครงการความร่วมมือเพื่อบริหารจัดการการปล่อยก๊าซมีเทนของอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ	ในเดือนตุลาคม ปี 2566 ปตท.สผ. ได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง เพื่อเข้าร่วมโครงการความร่วมมือเพื่อบริหารจัดการการปล่อยก๊าซมีเทนของอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ หรือ OGMP 2.0 ภายใต้โครงการสิ่งแวดล้อมแห่งสหประชาชาติ (UNEP) โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อเสริมสร้างความมุ่งมั่นในการลดการปลดปล่อยก๊าซมีเทน พัฒนาความแม่นยำและความโปร่งใสในการตรวจวัดก๊าซมีเทน รวมทั้งการรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซมีเทนสู่ชั้นบรรยากาศ
OGDC พันธสัญญาว่าด้วยการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ	บริษัทได้ให้พันธสัญญาว่าด้วยการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (Oil & Gas Decarbonization Charter) ร่วมกับบริษัทด้านพลังงานจากทั่วโลก ใน 3 เรื่องสำคัญ ได้แก่ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 การปล่อยก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมให้ใกล้ศูนย์มากที่สุด ภายในปี 2573 และการปล่อยก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมเป็นศูนย์ ภายในปี 2573 ตามกำหนดใน "Zero Routine Flaring by 2030" โดย World Bank ซึ่งเป็นหนึ่งในพันธสัญญาภายใต้การประชุม COP28

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังร่วมขับเคลื่อนการแก้ปัญหาภาวะโลกร้อนในงานประชุม COP28 ระหว่างวันที่ 30 พฤศจิกายน - 12 ธันวาคม เพิ่มเติม อาทิ ร่วมประชุม Business & Philanthropy Climate Forum กับกว่า 500 ผู้นำองค์กรภาคธุรกิจและองค์กรด้านสังคมและสิ่งแวดล้อมจากทั่วโลก เพื่อแลกเปลี่ยนความคิดเห็นและความร่วมมือในการแก้ไขปัญหาภาวะโลกร้อนอย่างเป็นรูปธรรม จัดแสดงข้อมูลภายในบูธ Thailand Pavilion ซึ่งจัดขึ้นโดยกรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมของไทย เกี่ยวกับแนวทางการดำเนินงานของบริษัทในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี 2593 ผ่านแนวคิด EP Net Zero 2050 โดยใช้เทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ หรือ CCS (Carbon Capture and Storage) การบริหารจัดการการปล่อยก๊าซมีเทน โดยจะนำเทคโนโลยี Smart Forest Solution มาใช้ในการบริหารจัดการพื้นที่สีเขียว รวมทั้งการพัฒนาตลาดคาร์บอนเครดิต และผู้บริหารยังได้ร่วมแสดงวิสัยทัศน์และแลกเปลี่ยนมุมมองในการเสวนาของกิจกรรมคู่ขนาน (Side Event) ที่ Thailand Pavilion เพื่อสนับสนุนเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ เช่น การพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอน หรือ CCUS (Carbon Capture, Utilization and Storage) ซึ่งเป็นแนวทางที่สำคัญในการช่วยลดภาวะโลกร้อน การริเริ่มนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการดำเนินงาน การพัฒนาพลังงานแห่งอนาคต เช่น ไฮโดรเจน รวมถึงการฟื้นฟูดูแลความหลากหลายทางชีวภาพซึ่งอาศัยธรรมชาติเป็นพื้นฐานในการช่วยลดปัญหาภาวะโลกร้อน ควบคู่ไปกับการดำเนินกิจกรรมอื่น ๆ ของบริษัทเพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) ผ่านโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศ ในปี 2566 มีความคืบหน้า ได้แก่

การปลูกป่าชายเลน	บริษัทได้ดำเนินการปลูกป่าชายเลน จำนวน 4,007.15 ไร่ แล้วเสร็จ รวมถึงเตรียมข้อมูลเพื่อขึ้นทะเบียนโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) กับองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. รวมถึงการบำรุงรักษาป่าชายเลนแปลงปลูกปี 2564 จำนวน 1,000 ไร่ อย่างต่อเนื่อง
การปลูกป่าบก	บริษัทมีแผนงานปลูกและบำรุงรักษาป่าเพื่อคาร์บอนเครดิต โดยได้ดำเนินการบำรุงรักษาป่าชุมชนในพื้นที่ของกรมป่าไม้ ร่วมกับมูลนิธิแม่ฟ้าหลวง ในพระบรมราชูปถัมภ์ จำนวน 20,000 ไร่ แล้วเสร็จ พร้อมทั้งมีแผนงานเพิ่มเติมอีกกว่า 21,000 ไร่ โดยเป็นพื้นที่กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช จำนวน 6,730 ไร่ และพื้นที่กรมป่าไม้ จำนวน 14,345 ไร่ ปัจจุบันได้ทำการปลูกในพื้นที่กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช แล้วจำนวน 5,530 ไร่ รวมถึงเตรียมข้อมูลเพื่อขึ้นทะเบียน T-VER กับองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)
ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกแบบ T-VER มาตรฐาน และ T-VER มาตรฐานขั้นสูง (Premium T-VER) สำหรับกิจกรรมการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุ	บริษัทได้ร่วมกับมูลนิธิปิดทองหลังพระ สืบสานแนวพระราชดำริ และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ในการผลักดันระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจกแบบ T-VER มาตรฐาน และ T-VER มาตรฐานขั้นสูง (Premium T-VER) สำหรับกิจกรรมการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุ จนได้รับการรับรองและประกาศใช้บนเว็บไซต์ของ อบก. เป็นที่เรียบร้อยแล้ว พร้อมทั้งอยู่ระหว่างการเตรียมข้อมูลเพื่อจัดทำโครงการนำร่องการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุในอำเภอบาเจาะ จังหวัดนราธิวาส ประมาณ 5,500 ไร่ ต่อไป

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

ธุรกิจเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

AI AND ROBOTICS VENTURES

เป็นการลงทุนผ่าน บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ประกอบด้วย

1) **หน่วยงานส่วนกลางของ** ARV ที่ดำเนินงานด้านการวิจัยและพัฒนา เพื่อจัดหาโซลูชันทางธุรกิจด้วยเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ รวมถึงการบ่มเพาะและพัฒนาธุรกิจใหม่ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์

2) **หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่** เพื่อรองรับการเติบโตในรูปแบบ Deep Technology Start-up โดยในปี 2566 มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

หน่วยงานส่วนกลางของ ARV

ได้รับ 2 รางวัลจากงาน Asian Technology Excellence Award 2023 ได้แก่ รางวัล Thailand Technology Excellence Award สาขา Robotics โดยการนำเทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับอัตโนมัติ “ฮอรัส” (Horrus) ไปประยุกต์ใช้งานได้จริงรายแรกของประเทศไทย เพื่อช่วยกรมทางหลวงในการบริหารจัดการสภาพจราจรในช่วงเทศกาล และรางวัล Thailand Technology Excellence Award สาขา Oil and Gas ในการพัฒนา Offshore Robotics Ecosystem ที่ผสานเทคโนโลยีเพื่อเชื่อมต่อกับหุ่นยนต์ต่าง ๆ ในการปฏิบัติงานนอกชายฝั่งได้อย่างครบวงจร

ลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับ Stanford Research Institute ประเทศสหรัฐอเมริกา เพื่อยกระดับความสามารถด้านการพัฒนาเทคโนโลยีเชิงลึก (Deep Technology) ของประเทศไทย ผ่านศูนย์วิจัยพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สผ. หรือ PTIC และเขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECi) จังหวัดระยอง สร้างกลไกนวัตกรรม Innovation Engine เพื่อขับเคลื่อนเทคโนโลยีจากห้องปฏิบัติการสู่ตลาด พร้อมทั้งผลักดันประเทศไทยสู่การเป็นศูนย์กลางนวัตกรรมขั้นสูงแห่งภูมิภาคอาเซียน

ร่วมกับพันธมิตรต่าง ๆ ในการสร้างนวัตกรรมใหม่ เช่น ร่วมมือกับ บริษัทแอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน) หรือ AIS เพื่อสร้างนวัตกรรม 5G AI Autonomous Drone System (Horrus 5G) ซึ่งเป็นครั้งแรกในประเทศไทยที่อากาศยานไร้คนขับสามารถปฏิบัติงาน Remote Operations โดยอัตโนมัติผ่านโครงข่าย 5G ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงาน นอกจากนี้ยังได้ร่วมมือกับบริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด หรือ EnCo เพื่อยกระดับคุณภาพของการบริหารจัดการพื้นที่ Energy Complex ด้วย AI-CCTV ซึ่งผสานเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์เข้ากับกล้องวงจรปิด เพื่อให้กล้องสามารถเฝ้าระวังเหตุการณ์ต่าง ๆ ในอาคาร

หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่

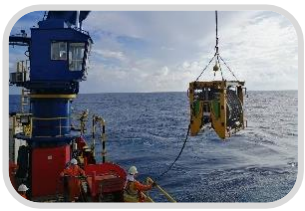
ROVULA

ROVULA

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจซ่อมบำรุงใต้น้ำ

Zeaquest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA และ บริษัทเมอร์เมด ซับซี เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) เดินหน้าขยายการให้บริการอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2566 Zeaquest สามารถสร้างการเติบโตของรายได้กว่า 60% และได้ดำเนินงานให้กับหลายโครงการใหญ่ เช่น โครงการตรวจสอบและซ่อมบำรุงโครงสร้างใต้ทะเล ทั้งในอ่าวไทย และอ่าวเมาะตะมะ ประเทศพม่า โครงการทำความสะอาดซากสิ่งมีชีวิตขนาดเล็ก (Marine Growth) ที่ติดอยู่ตามโครงสร้างใต้ทะเล ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม (Decommissioning) ใต้ทะเลในอ่าวไทย

บริษัท เอสทู โรโบติกส์ จำกัด โดยการร่วมทุนระหว่าง ROVULA กับบริษัท Kongsberg Ferrotech (Norway) เพื่อให้บริการ NAUTILUS หุ่นยนต์อัจฉริยะสำหรับซ่อมบำรุงท่อใต้ทะเล



แนวราบตัวแรกของโลกในเชิงพาณิชย์ หลังจากที่ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบระดับความพร้อมทางเทคโนโลยี (Technology Readiness Level) ในระดับที่ 7 ในปีที่ผ่านมา โดย NAUTILUS ได้ถูกนำไปให้บริการในเชิงพาณิชย์เป็นครั้งแรกในการซ่อมท่อปิโตรเลียมในอ่าวไทย ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพ ลดความเสี่ยงและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ROVULA ประสบความสำเร็จในการนำผลิตภัณฑ์ที่พัฒนาขึ้นไปให้บริการในเชิงพาณิชย์ครั้งแรก อีกหลายผลิตภัณฑ์ ได้แก่ 1) XSPECTOR แพลตฟอร์ม ซึ่งมีเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ช่วยวิเคราะห์ตรวจจับความผิดปกติของท่อใต้ทะเล 2) XPLORER หุ่นยนต์สำรวจใต้น้ำอัตโนมัติ ซึ่งได้ปฏิบัติภารกิจตรวจสอบใต้แผงโซลาร์เซลล์บนผืนน้ำ (Floating solar) และ 3) XGATEWAY เรืออัจฉริยะไร้คนขับ ซึ่งได้ไปร่วมปฏิบัติภารกิจในการตรวจสอบและซ่อมบำรุงโครงสร้างใต้ทะเลในอ่าวเมาะตะมะ ประเทศพม่า

SKYLLER

SKYLLER

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

ประสบความสำเร็จในการพัฒนาแพลตฟอร์มวิเคราะห์ และประมวลผลอัจฉริยะสำหรับงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานในกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (Skyller Platform) ซึ่งแพลตฟอร์มดังกล่าวมีการผสานเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ในการตรวจจับรอยแตกและการกัดกร่อนที่เกิดกับโครงสร้างและอุปกรณ์เผาไหม้ก๊าซส่วนเกินในระบบ (Flare) อีกทั้งยังสามารถนำข้อมูลที่ผ่านการประมวลผลมาสร้างรายงานแบบอัตโนมัติ (Automated AI Reports) และแสดงผลออนไลน์ เพื่อนำไปวางแผนในการซ่อมบำรุงต่อไป

SKYLLER และ บริษัท อินดราจิต โฮลดิ้ง จำกัด (บริษัทย่อยของ บริษัท ทิปโก้แอสฟัลท์ จำกัด (มหาชน)) ได้ร่วมทุนจัดตั้งบริษัท นิลา โซลูชั่นส์ จำกัด เพื่อพัฒนาแพลตฟอร์มหุ่นยนต์ และปัญญาประดิษฐ์ครบวงจรสำหรับธุรกิจการก่อสร้างถนน และโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อช่วยวิเคราะห์ข้อมูล และสามารถติดตามความคืบหน้าของการดำเนินงาน ควบคุมตรวจสอบปริมาณวัสดุต่าง ๆ ที่ใช้ในงานก่อสร้างได้อย่างแม่นยำ ทำให้สามารถประหยัดต้นทุน และเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการโครงการได้อย่างดียิ่งขึ้น

ปฏิบัติงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการ อาทิ 1) โครงการตรวจสอบหอเผาไหม้ก๊าซ (Flare) และอุปกรณ์ต่าง ๆ บนแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเลด้วยอากาศยานไร้คนขับ (UAV) ในพื้นที่อ่าวเมาะตะมะ ประเทศพม่า 2) โครงการตรวจสอบภายในถังบรรจุน้ำมันโดยใช้โดรนพิเศษ ในพื้นที่แหล่งผลิตปิโตรเลียมบนบก และ 3) โครงการสำรวจเพื่อจัดทำข้อมูลดิจิทัลทางอากาศและภาคพื้น ในบริเวณพื้นที่คลังน้ำมันให้แก่บริษัทในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

varuna

VARUNA

บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านการเกษตร ป่าไม้ และคาร์บอนจากธรรมชาติ

ได้เริ่มโครงการนำร่องคาร์บอนในภาคเกษตรกรรม (Carbon Farming) เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมเกษตรยั่งยืน โดยเกษตรกรจะเข้าร่วมโครงการผ่านแอปพลิเคชัน “KANNA” ซึ่งเป็นแอปพลิเคชันที่ช่วยวิเคราะห์ วางแผน และให้คำแนะนำที่ครอบคลุมทุกกิจกรรมทางการเกษตรแบบครบวงจร รวมถึงให้คำแนะนำในการเพาะปลูกพืชแบบคาร์บอนต่ำ นอกจากนี้ยังมีการนำเทคโนโลยีสำรวจระยะไกล เข้ามาช่วยในการบริหารจัดการพื้นที่แปลงเกษตร และตรวจสอบการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งโครงการนี้นอกจากจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและลดภาวะโลกร้อน ยังสามารถเพิ่มรายได้ให้แก่เกษตรกรผ่านกลไกการซื้อ-ขายคาร์บอนเครดิตที่เกิดจากพื้นที่ของเกษตรกรที่เข้าร่วมโครงการอีกด้วย

มุ่งมั่นพัฒนาโครงการคาร์บอนเครดิตในภาคป่าไม้ (Forest Carbon Project) โดยได้พัฒนาเทคโนโลยี Smart Forest Solution ที่ใช้บริหารโครงการป่าไม้อย่างครบวงจร ตั้งแต่การคัดเลือกพื้นที่เพาะปลูก การเฝ้าติดตามการเติบโตของต้นไม้ การปลูกซ่อมบำรุง การป้องกันเฝ้าระวังไฟป่า รวมถึงการประเมินปริมาณคาร์บอนเครดิต ซึ่งสามารถช่วยผู้พัฒนาโครงการติดตามวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของพื้นที่สีเขียว และวางแผนตัดสินใจในการพัฒนาโครงการได้ นอกจากนี้ยังช่วยให้ผู้ซื้อคาร์บอนเครดิตเกิดความมั่นใจจากการตรวจสอบความก้าวหน้าของโครงการได้ตลอดเวลา

ประสบความสำเร็จในการระดมทุนรอบ Series A ซึ่งเงินทุนที่เพิ่มขึ้นและนักลงทุนเชิงกลยุทธ์ที่เข้ามา จะมาช่วยพัฒนาเทคโนโลยีและเครื่องมือสำหรับการบริหารโครงการคาร์บอนเครดิต ทั้งในภาคป่าไม้ และภาคเกษตรกรรม รวมถึงใช้ในการพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัลที่ใช้ในการซื้อขายแลกเปลี่ยนคาร์บอนเครดิต เพื่อยกระดับมาตรฐานตลาดคาร์บอนเครดิตในประเทศไทย ทั้งยังเสริมศักยภาพความแข็งแกร่งให้แก่ VARUNA ในการเป็นผู้นำด้าน Nature-based carbon credit อย่างครบวงจร

CARIVA

CARIVA

บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีและเครือข่ายดิจิทัลทางสุขภาพ

ประสบความสำเร็จในการร่วมพัฒนาและเปิดตัวแอปพลิเคชัน BeDee ร่วมกับบริษัท เฮลท์พลาซ่า จำกัด (ในเครือบริษัท กรุงเทพดุสิตเวชการ จำกัด (มหาชน) หรือ BDMS) ซึ่งเป็นแอปพลิเคชันสุขภาพครบวงจร เพื่อสร้างโอกาสให้คนไทยได้เข้าถึงแพลตฟอร์มสุขภาพที่มีมาตรฐานสูง สะดวกสบาย และประหยัดเวลา ผ่านบริการในเครือโรงพยาบาลกรุงเทพ โดยเป้าหมายของแอปพลิเคชัน BeDee จะมุ่งเน้นที่การตอบสนองไลฟ์สไตล์คนรุ่นใหม่ ที่ต้องการดูแลสุขภาพของตนเองแบบปฐมภูมิ ไปจนถึงการปรึกษาแพทย์ผู้เชี่ยวชาญได้ทุกที่ทุกเวลาผ่านแพลตฟอร์มที่ได้มาตรฐานและเชื่อถือได้

รวมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับคณะแพทยศาสตร์ศิริราชพยาบาล มหาวิทยาลัยมหิดล เพื่อยกระดับวงการแพทย์ไทยผ่านการนำนวัตกรรมปัญญาประดิษฐ์ ผสมผสานเข้ากับองค์ความรู้เฉพาะทาง โดยโครงการนี้ถือเป็นการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้บริการด้านสุขภาพในทุกมิติ รวมถึงช่วยสร้างมูลค่าเพิ่ม เพื่อยกระดับความสามารถทางการแข่งขันให้อุตสาหกรรมการแพทย์ของไทยมีความทันสมัย สนับสนุนการเป็นศูนย์กลางบริการทางการแพทย์ของโลก

ประสบความสำเร็จในการระดมทุนรอบ Series A โดยการระดมทุนในรอบนี้ จะช่วยเสริมความแข็งแกร่งของ CARIVA ในการเป็นผู้นำด้าน Medical AI โดยการต่อยอดการพัฒนาโซลูชันดิจิทัลด้านสุขภาพ พัฒนาแอปพลิเคชันและเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ที่ใช้ในการแพทย์สำหรับบริการด้านสุขภาพเฉพาะบุคคลและการแพทย์แม่นยำ

bedrock® *BEDROCK* *หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ*	 เป็นผู้นำด้านการพัฒนาแพลตฟอร์มและโครงสร้างพื้นฐานด้านข้อมูลเชิงพื้นที่ ด้วยเทคโนโลยีภูมิสารสนเทศ และ Machine Learning รวมถึงการวิเคราะห์ข้อมูลอย่างครบวงจร โดย BEDROCK ได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) ในการพัฒนาและเผยแพร่แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (City Digital Data Platform) กับเทศบาล องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานและมูลนิธิต่าง ๆ ทั่วประเทศ เพื่อนำความรู้ เทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และนวัตกรรม ไปประยุกต์ใช้ในการดำเนินภารกิจต่าง ๆ ของเทศบาลและองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น เพื่อส่งเสริมการจัดทำบริการสาธารณะและเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงาน ได้นำเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์การบริหารจัดการเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ซึ่งประกอบไปด้วย แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (City Digital Data Platform: CDDP) ระบบขออนุญาตก่อสร้างและควบคุมอาคารอัจฉริยะ ระบบแจ้งเหตุออนไลน์ และระบบภาษีอัจฉริยะ ไปเริ่มใช้งานจริงกับทางเทศบาลต่าง ๆ กว่า 100 เทศบาลทั่วประเทศ เพื่อใช้ในการสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น เพิ่มความสะดวกสบายและพัฒนาคุณภาพชีวิตของชุมชนในพื้นที่นั้น ๆ มุ่งสู่เป้าหมายการพัฒนาเป็นเมืองอัจฉริยะที่น่าอยู่อย่างยั่งยืน BEDROCK ร่วมกับ บริษัท แคริว่า ประเทศไทย (CARIVA) พัฒนา Dependent Person Map ซึ่งเป็นแผนที่แสดงตำแหน่งและรายละเอียดสำคัญรายบุคคลของผู้ป่วยภาวะพึ่งพิง โดยทำงานร่วมกับอุปกรณ์ตรวจจับการล้ม (Fall Detection Tools) และอุปกรณ์ตรวจสุขภาพเบื้องต้น (Care Kit) ซึ่งช่วยให้เจ้าหน้าที่หรือหน่วยงานที่รับผิดชอบสามารถดูแล ช่วยเหลือและอำนวยความสะดวกแก่ผู้ป่วยในพื้นที่ได้อย่างมีประสิทธิภาพ พร้อมทั้งยกระดับมาตรฐานการจัดการสาธารณสุขของชุมชนให้ดียิ่งขึ้น
bind Bridging Identity, Network and Data *BIND* *หน่วยธุรกิจด้านการทำ Digital Identity สำหรับหน่วยงานองค์กร และนิติบุคคล*	มุ่งมั่นพัฒนาระบบและฟีเจอร์ผลิตภัณฑ์ Digital Corporate Identity (DCID) อย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นการขาย และให้บริการกับกลุ่มธนาคารทั้งในประเทศไทย และประเทศต่าง ๆ ในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งครอบคลุมถึงธนาคารพาณิชย์หลายแห่งในประเทศไทย และสถาบันการเงินชั้นนำระดับโลกที่มีฐานในประเทศไทย

ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

โครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน

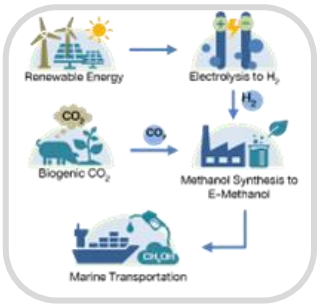
บริษัท ฟิวเจอร์เทค เอนเนอร์ยี่ เวนเจอร์ส จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยในกลุ่ม ปตท.สผ. ร่วมกับกลุ่มผู้ร่วมทุน ประกอบด้วย บริษัท POSCO Holdings บริษัท Samsung Engineering Co., Ltd. บริษัท Korea East-West Power Co., Ltd บริษัท Korea Southern Power Co., Ltd, และ บริษัท MESCAT Middle East DMCC ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ENGIE ได้ชนะการประมูลแปลงสัมปทานโครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน ในประเทศโอมาน และลงนามสัญญาพัฒนาโครงการ (Project Development Agreement) และสัญญาเช่าแปลงสัมปทาน (Sub-Usufruct Agreement) กับบริษัท Hydrogen Oman SPC (Hydrom) เพื่อเข้ารับสิทธิในการพัฒนาโครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน ในแปลงสัมปทาน Z1-02 เป็นระยะเวลา 47 ปี แปลง Z1-02 นี้ตั้งอยู่ในจังหวัดดูคุ้ม ทางตะวันออกของประเทศโอมาน ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 340 ตารางกิโลเมตร ซึ่งกลุ่มผู้ร่วมทุนจะทำการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility study) และการศึกษาเชิงเทคนิค (Technical study) รวมถึงประเมินมูลค่าการลงทุนของโครงการดังกล่าวต่อไป โดยคาดว่าจะเริ่มการผลิตกรีนไฮโดรเจนได้ในปี 2573 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 2.2 แสนตันต่อปี ด้วยไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแสงอาทิตย์ และลม ขนาดประมาณ 5 กิกะวัตต์ กรีนไฮโดรเจนที่ผลิตได้โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตกรีนแอมโมเนียที่กำลังการผลิตประมาณ 1.2 ล้านตันต่อปี และส่งออกไปยังประเทศเกาหลีใต้ ปัจจุบัน บริษัท ฟิวเจอร์เทค เอนเนอร์ยี่ เวนเจอร์ส จำกัด และกลุ่มผู้ร่วมทุน ได้ลงนามสัญญาผู้ถือหุ้นเรียบร้อยแล้ว และอยู่ในขั้นตอนการจัดตั้งบริษัทร่วมทุนที่ประเทศโอมาน

โครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง

เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขาย Share Purchase Agreement (สัญญาฯ) เพื่อเข้าซื้อหุ้นทุนในสัดส่วนร้อยละ 50 ของบริษัท TotalEnergies Renewables Seagreen Holdco Ltd (หรือ TERSH) จากบริษัท TotalEnergies Renewables UK Ltd (TERUK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยในกลุ่มบริษัท TotalEnergies SE (TotalEnergies) ในมูลค่าเงินลงทุนประมาณ 522 ล้านปอนด์สเตอร์ลิง (เทียบเท่าประมาณ 689 ล้านดอลลาร์สรอ.) โดยปัจจุบัน บริษัท TERSH ถือสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 51 ในโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง Seagreen Offshore Wind Farm ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทะเลเหนือ ห่างจากชายฝั่งประเทศสกอตแลนด์ สหราชอาณาจักร ประมาณ 27 กิโลเมตร มีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น 114 ต้น มีกำลังการผลิตรวมประมาณ 1.1 กิกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ใหญ่ที่สุดในประเทศสกอตแลนด์ ก่อสร้างแล้วเสร็จ และได้เริ่มผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2566 โดยมีบริษัท SSE Renewables Services (UK) Ltd ซึ่งมีความเชี่ยวชาญในธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศสกอตแลนด์ เป็นผู้ดำเนินการ และถือสัดส่วนร้อยละ 49 ในโครงการ การลงทุนในธุรกิจพลังงานลมนอกชายฝั่งนี้ ถือเป็นก้าวสำคัญในการขยายการลงทุนไปยังธุรกิจพลังงานสะอาดที่มีศักยภาพเติบโตสูง สอดคล้องกับกลยุทธ์ของบริษัทเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition Business) โดยใช้ประโยชน์จากความเชี่ยวชาญของ ปตท.สผ. ในการบริหารโครงการนอกชายฝั่ง ต่อยอดพันธมิตรที่มีอยู่เดิมในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และเริ่มลงทุนในโครงการที่เข้าสู่การผลิตแล้ว มีความเสี่ยงอยู่ในระดับต่ำ มีความสม่ำเสมอของกระแสเงินสด

อยู่ในประเทศที่มีนโยบายสนับสนุนอุตสาหกรรมพลังงานลมนอกชายฝั่งอย่างต่อเนื่อง พร้อมกันนี้ ปตท.สผ. ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) กับ TotalEnergies SE เพื่อขยายความร่วมมือในการลงทุนในโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่งอื่น ๆ และแลกเปลี่ยนประสบการณ์และความรู้ในอุตสาหกรรมเพื่อเป็นประโยชน์ในการดำเนินการต่อไป ทั้งนี้ การซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาครบถ้วน ซึ่งรวมถึงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะส่งผลให้กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมในโครงการ Seagreen Offshore Wind Farm ในสัดส่วนร้อยละ 25.5 ผ่านการถือสัดส่วนในบริษัท TERSH

โครงการผลิตกรีนอีเมทานอล



บริษัทได้มีการลงนามในบันทึกข้อตกลง Green Methanol Value Chain Collaboration กับ 5 บริษัทนานาชาติชั้นนำ เพื่อร่วมกันศึกษาโอกาสและความเป็นไปได้ (Feasibility studies) ในการจัดตั้งโรงงานผลิตกรีนอีเมทานอลที่ประเทศสิงคโปร์ โดยกรีนอีเมทานอลเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในหลายอุตสาหกรรม รวมถึงอุตสาหกรรมเดินเรือ ซึ่งมีการกำหนดกรอบกฎหมายและมาตรฐานต่าง ๆ เช่น EU Emission Trading System (EU ETS), Fuel EU Maritime และเป้าหมายในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (IMO) นอกจากนั้น ในอุตสาหกรรมเดินเรือยังมีการสั่งผลิตเรือที่ขับเคลื่อนโดยเชื้อเพลิงเมทานอลเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้ การศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตกรีนอีเมทานอลนั้น จะสามารถช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างเป็นรูปธรรม และช่วยสนับสนุนการเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำตามเป้าหมายของบริษัทต่อไป

โครงการเกี่ยวกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

บริษัทพร้อมนำองค์ความรู้และประสบการณ์ ร่วมศึกษาและประเมินศักยภาพชั้นหินธรณีวิทยาเพื่อกักเก็บคาร์บอนบริเวณอ่าวไทยตอนบน กับบริษัท อินเป็กซ์ คอร์ปอเรชั่นจากญี่ปุ่น ภายใต้ความร่วมมือระดับประเทศของหน่วยงานภาครัฐ ระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ Japan Organization for Metals and Energy Security (JOGMEC) ประเทศญี่ปุ่น เพื่อช่วยสนับสนุนการลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ และการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) ในรูปแบบ CCS Hub ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก (EEC) ของไทย

บริษัทได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) หรือ CCS Hub Model โดยจะเริ่มศึกษาในพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่ม ปตท. จังหวัดระยองและชลบุรี เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

(ลานแสงอรุณ)

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลานแสงอรุณ ตั้งอยู่ในพื้นที่ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 ขณะนี้โครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

Energy Outlook

จากสถานการณ์ความขัดแย้งด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่เกิดขึ้นในช่วงที่ผ่านมา รวมถึงสภาวะโลกร้อนที่รุนแรงขึ้น ทำให้เกิดวิกฤตการณ์ขาดแคลนพลังงานทั่วโลก และส่งผลต่อราคาพลังงานที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับภาวะเงินเฟ้อ และเศรษฐกิจโลกชะลอตัวหรือเข้าสู่ภาวะถดถอย หลายประเทศจึงแสวงหาสมดุลระหว่างความมั่นคงทางพลังงาน (Energy Security) ควบคู่ไปกับการลงทุนด้านพลังงานหมุนเวียน เพื่อการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero) ในอนาคต

การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีแนวโน้มค่อยเป็นค่อยไป (จากรายงานของ S&P Global Commodity Insights) ซึ่งคาดการณ์ว่ายังคงมีการเติบโตด้านอุปสงค์ของก๊าซธรรมชาติเนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในการเปลี่ยนผ่าน (Transition fuel) ที่จะเพิ่มบทบาทในการนำมาใช้แทนถ่านหินสำหรับการผลิตไฟฟ้า ขณะที่พลังงานหมุนเวียน (Renewables) กำลังเติบโต โดยโอกาสทางธุรกิจในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมถึงประเทศไทยในอนาคตสอดคล้องกับกรอบการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน โดยในระยะสั้น (ปัจจุบัน – ปี 2573) เป็นการเปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติซึ่งปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณที่ต่ำกว่าถ่านหินและน้ำมัน ควบคู่ไปกับการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฟฟ้า การเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) ในภาคการขนส่ง การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงหรือพลังงาน และการใช้วัสดุทดแทนหรือนำมาใช้ซ้ำสำหรับภาคอุตสาหกรรม นอกจากนี้ มีการเริ่มดำเนินโครงการดักจับ ใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS) เพื่อลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์อีกด้วย สำหรับในระยะกลางและระยะยาว (หลังปี 2573) เป็นการปรับเปลี่ยนไปสู่พลังงานคาร์บอนต่ำ (Low Carbon fuel) ที่จะเติบโตจากนวัตกรรมและเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทน เทคโนโลยี CCUS และไฮโดรเจนจะมีบทบาทสำคัญในทุกภาคธุรกิจทั้งภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้าและภาคการขนส่ง

ราคาน้ำมันดิบ

ด้านอุปสงค์ คาดว่าปี 2567 จะมีความต้องการการใช้น้ำมันดิบมากขึ้นเฉลี่ย 1 - 1.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากการเติบโตเศรษฐกิจของประเทศกำลังพัฒนาในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ จีน และอินเดีย ที่ยังคงนำเข้าน้ำมันดิบในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม การเติบโตเศรษฐกิจในกลุ่มประเทศพัฒนาแล้ว เช่น สหรัฐอเมริกา สภาพยุโรป และสหราชอาณาจักร มีแนวโน้มชะลอตัวลงจากอัตราดอกเบี้ยนโยบายที่อยู่ในระดับสูง ส่งผลต่อการเติบโตของเศรษฐกิจ และอาจมีความกังวลเรื่องเศรษฐกิจถดถอยตามมาได้ ซึ่งเป็นแรงกดดันอุปสงค์น้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม นักวิเคราะห์คาดการณ์ว่าอัตราดอกเบี้ยในปัจจุบันอยู่ในระดับสูงสุดแล้ว และจะมีการปรับดอกเบี้ยลดลงในช่วงปี 2567

ด้านอุปทาน คาดว่าปี 2567 จะมีการผลิตน้ำมันดิบเข้าสู่ตลาดมากขึ้นเฉลี่ย 1 - 1.2 ล้านบาร์เรลต่อวันจากกลุ่มประเทศนอกสมาชิก OPEC+ เช่น ประเทศสหรัฐอเมริกา แคนาดา บราซิล นอร์เวย์ และกายอานา ที่มีแนวโน้มเพิ่มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ดี ในขณะที่มีข้อตกลงของกลุ่มสมาชิก OPEC+ ในการลดกำลังการผลิตร่วมกันกว่า 1.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งประกอบด้วย ประเทศซาอุดิอาระเบีย 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ประเทศรัสเซีย 0.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน และกลุ่มประเทศสมาชิกอื่น ๆ อีก 0.4 ล้านบาร์เรลต่อวันจะสิ้นสุดลงในไตรมาส 1 ปี 2567 และคาดการณ์ว่ากลุ่มสมาชิก OPEC+ จะมีการควบคุมการผลิตน้ำมันดิบอย่างเข้มงวด ทั้งนี้ ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และอิสราเอล-กลุ่มฮามาส ยังคงอยู่ในวงจำกัด และไม่กระทบต่ออุปทานที่มาจากประเทศผู้ผลิตน้ำมันดิบ ณ ปัจจุบัน

ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าปี 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบในครึ่งปีแรกมีแนวโน้มทรงตัวที่ 70 - 80 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากความกังวลเศรษฐกิจในฝั่งประเทศตะวันตกที่อัตราดอกเบี้ยคงตัวในระดับสูง และการผลิตน้ำมันดิบนอกกลุ่ม OPEC+ ที่มีแนวโน้มสูงขึ้นต่อเนื่อง ภายหลังจากข้อตกลงของกลุ่มสมาชิก OPEC+ สิ้นสุดลงในไตรมาส 1 ปี 2567 และในไตรมาส 3 และ 4 คาดว่า ราคาน้ำมันดิบดูไบมีโอกาสปรับตัวขึ้นได้ที่ 75 – 85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ตามความต้องการใช้น้ำมันดิบตามฤดูกาล อย่างไรก็ดี ยังมีปัจจัยอื่นที่ต้องติดตามอย่างใกล้ชิด ได้แก่ การเติบโตของเศรษฐกิจโลก นโยบายและความเข้มงวดในการควบคุมกำลังการผลิตน้ำมันดิบของกลุ่มสมาชิก OPEC+ ปัญหาภูมิรัฐศาสตร์ หรือภัยก่อการร้ายที่อาจส่งผลกระทบต่ออุปทานน้ำมันดิบ เป็นต้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สำหรับปี 2567 คาดการณ์ว่าตลาด LNG ยังมีความสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 14 ล้านตันต่อปี เป็นปริมาณรวม 422 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 4 จากปี 2566) โดยเป็นการเพิ่มจากโครงการใหม่ ๆ ในประเทศสหรัฐอเมริกา และอินโดนีเซีย เป็นหลัก ในขณะที่ความต้องการรวมคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ประมาณ 430 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมกราคม 2567)

แม้ว่าการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศสมัยที่ 28 (COP28) ในปี 2566 หลายประเทศกำลังเดินหน้าเพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 อย่างไรก็ตาม ประเทศส่วนใหญ่ทั้งในยุโรปและเอเชีย ยังคงให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงานเป็นอันดับแรก ประกอบกับหลายประเทศมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติ (Domestic Gas) ลดลง ทำให้คาดว่าความ

ต้องการ LNG ในภาพรวมจะยังมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ในขณะที่ฤดูหนาวที่ไม่รุนแรง รวมถึงระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังที่อยู่ในระดับสูงในภูมิภาคยุโรป และเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ส่งผลให้ความต้องการ LNG อาจไม่สูงนัก ปัจจัยที่ต้องจับตามองในระยะสั้นคือ การฟื้นตัวของจีน และความขัดแย้งในตะวันออกกลาง โดยคาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2567 อยู่ประมาณ 14-18 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Woodmac เดือนธันวาคม 2566 Platts เดือนพฤศจิกายน 2566 และ FGE เดือนมกราคม 2567)

Environmental, Social and Governance (ESG)

ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินงานตามเจตนารมณ์และกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืน อย่างมีความรับผิดชอบ รับมือต่อความท้าทายต่าง ๆ เพื่อก้าวสู่การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน พร้อมทั้งมุ่งมั่นในการบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593 โดยบริษัทเล็งเห็นความสำคัญในการสร้างความยั่งยืนจากภายใน ผ่านการดำเนินงานที่ดี บนรากฐานธุรกิจที่แข็งแกร่ง เพื่อส่งมอบคุณค่าระยะยาวให้ผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย รวมถึงสร้างคุณประโยชน์ให้แก่สังคมในองค์รวม หรือ From We to World ตามวิสัยทัศน์การเป็น "Energy Partner of Choice" ขององค์กร โดย ปตท.สผ. ดำเนินธุรกิจผ่านกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืน ประกอบด้วยการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization – HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management, and Compliance – GRC) และการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน (Sustainable Value Creation – SVC) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ขยายความครอบคลุมการดำเนินงานด้านความยั่งยืนและเป้าหมายระยะยาวขององค์กรให้สอดรับกับเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ (UN Sustainable Development Goals – UN SDGs) เพิ่มเติม โดยปัจจุบันการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สอดรับอย่างมีนัยสำคัญใน 9 เป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ ได้แก่ เป้าหมายที่ 3 7 8 9 12 13 14 15 และ 16 ซึ่งสอดคล้องกับประเด็นสำคัญด้านความยั่งยืนของบริษัท โดยให้ความสำคัญต่อการขับเคลื่อนธุรกิจเพื่อความยั่งยืนที่ครอบคลุมทั้งด้านสิ่งแวดล้อม (Environmental) สังคม (Social) และบรรษัทภิบาล (Governance) หรือ ESG

ปตท.สผ. ได้ประเมินและทบทวนประเด็นสำคัญด้านความยั่งยืนของบริษัท ครอบคลุมในมิติ ESG ตามหลักการประเมินแบบ Double Materiality ได้แก่ ระดับความสำคัญเชิงผลกระทบต่อ ปตท.สผ. และระดับความสำคัญเชิงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สังคม (รวมถึงผลกระทบด้านสิทธิมนุษยชน) และการกำกับกิจการและเศรษฐกิจ ตามขั้นตอนภายใต้กรอบการรายงาน Global Reporting Initiative Standards: GRI Standards (2021) และ AA1000 AccountAbility Principles: AA1000AP (2018) ผ่านมุมมองของผู้มีส่วนได้เสียทั้งภายในและภายนอก รวมถึงรวบรวมมาจากแนวโน้มและทิศทางด้านความยั่งยืน ทั้งในระดับประเทศและในระดับสากล ซึ่งประเด็นที่สำคัญด้านความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ในปี 2567 ประกอบด้วย 13 ประเด็น ได้แก่ (1) การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน และการปรับตัวของรูปแบบทางธุรกิจ (2) การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (3) การพัฒนาเทคโนโลยี นวัตกรรม และการมุ่งสู่ยุคดิจิทัล (4) ความปลอดภัย มั่นคง และอาชีวอนามัย (5) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (6) การจัดการทรัพยากรบุคคล (7) สิทธิมนุษยชน (8) การบริหารจัดการสิ่งแวดล้อม และการปฏิบัติงานเชิงนิเวศเศรษฐกิจ (9) การส่งมอบคุณค่าเชิงบวกต่อชุมชนและสังคม (10) การจัดการความหลากหลายทางชีวภาพ และการบริการทางระบบนิเวศ (11) ความมั่นคงปลอดภัยของระบบเทคโนโลยีสารสนเทศและไซเบอร์และความพร้อมใช้งานของระบบ (12) การบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทาน (13) การบริหารจัดการผู้มีส่วนได้เสีย โดยผลจากการประเมินประเด็นสำคัญด้านความยั่งยืนดังกล่าวจะถูกนำมาเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูลสำคัญเพื่อใช้พัฒนาและปรับปรุงกลยุทธ์องค์กร รวมถึงบูรณาการเข้าสู่กระบวนการบริหารความเสี่ยงองค์กร เพื่อให้ ปตท.สผ. สามารถรับมือกับความเสี่ยงที่เป็นประเด็นสำคัญต่อความยั่งยืนขององค์กรได้อย่างทันท่วงที โดยภาพรวมการบริหารจัดการความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ดังที่กล่าวมาในข้างต้นในหัวข้อกลยุทธ์ และการบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2567 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.8 (รวมโครงการดิจิทัลวอลเล็ต) โดยมองว่าการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในประเทศจะถูกสนับสนุนโดยการฟื้นตัวของภาคท่องเที่ยว การส่งออกและการบริโภคของภาคเอกชนและประชาชนทั่วไป อย่างไรก็ตาม หากเศรษฐกิจโลกฟื้นตัวช้ากว่าที่ประเมินไว้ อาจทำให้เศรษฐกิจของประเทศไทยชะลอลงจากคาดการณ์เดิม ในเชิงนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยมองว่าอัตราดอกเบี้ยในปัจจุบันอยู่ในระดับที่เหมาะสมกับการขยายตัวของเศรษฐกิจอย่างมีเสถียรภาพในระยะยาว

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2567 คาดว่าเงินบาทจะแข็งค่าจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทย โดยเฉพาะภาคท่องเที่ยวซึ่งจะได้รับผลบวกจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก รวมทั้งค่าเงินบาทอาจได้รับแรงสนับสนุนเพิ่มเติมจากนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่มีการส่งสัญญาณว่าจะปรับลดอัตราดอกเบี้ยในปี 2567 เนื่องจากแรงกดดันด้านเงินเฟ้อในสหรัฐฯ เริ่มปรับตัวลง อย่างไรก็ตาม ยังคงคาดว่าค่าเงินบาทจะมีความผันผวนจากปัจจัยความไม่แน่นอนต่าง ๆ เช่น โครงการกระเป๋าเงินดิจิทัลของรัฐบาลไทย การเลือกตั้งสหรัฐฯ ในปี 2567 การฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก และสงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และสงครามอิสราเอล-ฮามาสที่อาจจะยืดเยื้อ

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 และปี 2567

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2567 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)		ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)		ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ไตรมาส 1 ปี 2567	ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2567	ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2567 และ ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2567 และ ปี 2567
~473	~505	~5.8	~5.7	~28-29	~70-75%

หมายเหตุ: 1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)

2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2567 ที่ 70 – 75 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61

4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 และทั้งปี 2567 ที่ประมาณ 473,000 และ 505,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ เติบโตจากปี 2566 โดยหลักจากการเพิ่มกำลังการผลิตตามแผนงานของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) สู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6 – 24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 และทั้งปี 2567 จะอยู่ที่ประมาณ 5.8 และ 5.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ โดยมีแนวโน้มลดลงจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากสัดส่วนปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีราคาขายก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าในระบบสัมปทานเดิม รวมถึงการปรับลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติย้อนหลัง ตามราคาน้ำมันในตลาดโลกด้วย
- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันโดย ณ สิ้นปี 2566 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าว จำนวน 3.6 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 และทั้งปี 2567 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 28 – 29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากต้นทุนต่อหน่วยของปี 2566 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น จากการเพิ่มกำลังการผลิตของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) รวมถึงต้นทุนการดำเนินงานในอุตสาหกรรมปรับตัวสูงขึ้น จากแนวโน้มของความต้องการใช้แท่นขุดเจาะในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้น

เอกสารแนบ: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีรายละเอียดดังตารางแนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินทุกรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ปริมาณสำรองที่ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและกำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบดังนี้

- พิจารณากลั่นกรองให้ความเห็นชอบต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลั่นกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัยยะ (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมและการรายงานข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานของบริษัทฯ และมาตรฐานสากล
- พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติ และเกิดการพัฒนากระบวนการอย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.[1] คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] 353 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 6,620 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 1,083 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งหมดเป็น 1,436 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.[1] ในปี 2566 คิดเป็น 233 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] 60 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 1,073 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (173 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 638,319 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 53,075 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 9 โดยมีสาเหตุหลักจากโครงการ G1/61 มีการเพิ่มปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 28 มิถุนายน 2566 และแปลง 16 และ แปลง 17 ของแหล่งบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 และเริ่มสัญญาแบ่งปันผลผลิตของพื้นที่ในส่วนที่เหลือของแปลง G2/61 โดยมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 8 มีนาคม 2566

---

[1] รวมโครงการร่วมทุนอพิโก

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[1]

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] (ล้านบาร์เรล)			ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	2,944	2,969	5,913	595	745	1,340
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	13	6	19	173	208	381	41	33	74
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	1	0	1	1	-	1	1	0	1
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	32	9	41	859	171	1,030	174	37	211
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	3	(0)	3	80	35	115	16	4	20
5) การผลิต	(31)	(25)	(56)	(566)	(402)	(968)	(123)	(89)	(212)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	133	232	365	3,491	2,981	6,472	704	730	1,434
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	133	232	365	3,491	2,981	6,472	704	730	1,434
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	32	1	33	617	(1)	616	123	1	124
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	3	0	3	2	-	2	3	0	3
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	10	3	13	273	278	551	55	46	101
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	(1)	(1)	-	-	-	-	(1)	(1)
5) การผลิต	(35)	(25)	(60)	(686)	(379)	(1,065)	(146)	(86)	(232)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	**143**	**210**	**353**	**3,697**	**2,879**	**6,576**	**739**	**690**	**1,429**

[1] ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[1]

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] (ล้านบาร์เรล)			ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า[3] ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	0	-	0	51	-	51	8	-	8
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า[3] ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	0	-	0	51	-	51	8	-	8
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	(0)	-	(0)	1	-	1	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(8)	-	(8)	(1)	-	(1)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	0	-	0	44	-	44	7	-	7
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566	143	210	353	3,741	2,879	6,620	746	690	1,436

[1] ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

[3] สัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม สินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงประมาณการค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566	2565
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	36,238	37,248
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	2,756	4,312
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	**38,994**	**41,560**
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(22,676)	(25,779)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	**16,318**	**15,781**

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิในการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566			2565		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	8	-	8	5	-	5
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	6	-	6	-	12	12
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	59	150	209	13	107	120
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	1,694	605	2,299	1,374	718	2,092
รวม	**1,767**	**755**	**2,522**	**1,392**	**837**	**2,229**

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2566 และ 2565 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงต้นทุนของโครงการที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวเนื่องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวเนื่องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุน และรายได้อื่น ๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566			2565		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้จากการขาย – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	4,890	1,869	6,759	5,369	2,031	7,400
รายได้จากการขาย – บริษัทอื่น	302	1,866	2,168	283	2,021	2,304
รายได้จากการขายรวม	**5,192**	**3,735**	**8,927**	**5,652**	**4,052**	**9,704**
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	802	757	1,559	674	788	1,462
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	5	89	94	4	68	72
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	71	94	165	63	257	320
ค่าภาคหลวง	397	53	450	596	92	688
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,412	873	2,285	1,399	920	2,319
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(97)	3	(94)	(56)	209	153
ค่าใช้จ่ายรวม	**2,590**	**1,869**	**4,459**	**2,680**	**2,334**	**5,014**
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	**2,602**	**1,866**	**4,468**	**2,972**	**1,718**	**4,690**
ภาษีเงินได้	866	945	1,811	1,064	1,056	2,120
ผลการดำเนินงานสุทธิ	**1,736**	**921**	**2,657**	**1,908**	**662**	**2,570**

(จ) รายงานมูลค่าปัจจุบันตามมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

ตามมาตรฐานการวัดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว จะคำนวณโดยใช้ราคาเฉลี่ย 12 เดือน* (คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของราคาเฉพาะที่มีกำหนดไว้ในสัญญาเท่านั้น) คูณด้วยประมาณการปริมาณการผลิตในอนาคตของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วที่เหลืออยู่ ณ สิ้นปี หักด้วยประมาณการค่าใช้จ่ายในอนาคตที่จะเกิดขึ้นในการพัฒนาและผลิตปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ซึ่งคิดจากต้นทุนค่าใช้จ่ายตามข้อมูล ณ สิ้นปี โดยไม่คำนึงถึงสภาวะแวดล้อมอื่น ๆ ที่อาจจะเปลี่ยนไปในอนาคต

ภาษีเงินได้ในอนาคตคำนวณโดยใช้อัตราภาษีตามกฎหมายที่มีอยู่ ณ สิ้นปี และหักหรือปรับปรุงส่วนลดต่าง ๆ ตามที่เป็นจริง

กระแสเงินสดสุทธิคำนวณจากมูลค่าของกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปีเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วยอัตรา 10% ต่อปี เพื่อสะท้อนถึงมูลค่าตามเวลาของกระแสเงินสดนั้น

มูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดตามที่แสดงไว้ข้างล่างนี้ มิได้มุ่งหมายให้เป็นการแสดงประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดของสินทรัพย์ปิโตรเลียม การประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดควรต้องคำนึงถึงปัจจัยหลายประการได้แก่ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ซึ่งอาจเปลี่ยนเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ในอนาคต ประมาณการราคาของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต รวมทั้งข้อควรคำนึงอื่น ๆ อีกมาก ดังนั้นมูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับการพิจารณา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2566	2565	2566	2565	2566	2565
รายรับ	19,515	20,444	27,091	31,528	46,606	51,972
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(7,012)	(6,713)	(6,128)	(5,929)	(13,140)	(12,642)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,165)	(6,530)	(4,588)	(3,741)	(10,753)	(10,271)
ภาษีเงินได้	(852)	(1,128)	(4,579)	(6,660)	(5,431)	(7,788)
กระแสเงินสดสุทธิ	**5,486**	**6,073**	**11,796**	**15,198**	**17,282**	**21,271**
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(1,321)	(1,683)	(6,070)	(7,585)	(7,391)	(9,268)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	**4,165**	**4,390**	**5,726**	**7,613**	**9,891**	**12,003**
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนในการร่วมค้า[1]	173	211	-	-	173	211
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	**4,338**	**4,601**	**5,726**	**7,613**	**10,064**	**12,214**

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2566	2565
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	12,003	8,084
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(7,087)	(7,334)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	2,541	2,920
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	(4,497)	12,466
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(208)	(1,455)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	1,661	2,132
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	1,243	1,354
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	0	253
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	1,878	(3,347)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	2,357	(3,070)
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	9,891	12,003
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า[1]	173	211
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	10,064	12,214

[1] การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(ฉ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุม[1] ผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ	ก๊าซธรรมชาติ
ประเทศไทย	1,663	2,565
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	152	263
อื่น ๆ	15,182	148
รวม	16,997	2,976

นิยามหลุมผลิต:

- หลุมผลิต คือ หลุมที่ดำเนินการผลิตอยู่รวมถึงหลุมที่หยุดผลิตชั่วคราว แต่ไม่รวมหลุมกำจัดน้ำทิ้ง (water disposal) หรือหลุมที่หยุดผลิตถาวร (plugged and abandoned)
- หลุมผลิตน้ำมันดิบ คือ หลุมที่ผลิตน้ำมันดิบเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตก๊าซธรรมชาติร่วมด้วย
- หลุมผลิตก๊าซธรรมชาติ คือ หลุมที่ผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติเหลวร่วมด้วย

หลุมน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม [1]
สำรวจและประเมินผล	
ประเทศไทย	1
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1
อื่น ๆ	1
รวม	3
พัฒนาปิโตรเลียม	
ประเทศไทย	39
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	8
อื่น ๆ	2
รวม	49

[1] จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

จำนวนหลุม[1] น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งขุดเจาะแล้ว ในปี 2566

	พบปิโตรเลียม	หลุมแห้ง
สำรวจและประเมินผล		
ประเทศไทย	9	1
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	8	-
อื่น ๆ	1	-
รวม	18	1

	พร้อมผลิต	หลุมแห้ง
พัฒนาปิโตรเลียม		
ประเทศไทย	583	4
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	36	-
อื่น ๆ	28	-
รวม	647	4

[1] จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2566 และ 2565 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2566	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	2,201,548	2,192,607	1,923,876	2,193,048
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	29,490	30,801	33,595	34,181
รายได้อื่น	-	-	-	-
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	25,270	-	8,798	18,966
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	-	-	28,538	-
กำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุน	73,239	-	-	-
รายได้ดอกเบี้ย	43,247	36,906	37,334	34,787
รายได้อื่น ๆ	38,242	31,442	41,488	33,373
รวมรายได้	2,411,036	2,291,756	2,073,629	2,314,355
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	280,302	337,237	247,249	360,053
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	62,151	15,426	5,625	10,842
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	167,774	113,153	105,718	100,293
ค่าภาคหลวง	109,240	106,837	93,562	140,516
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	653,927	629,444	559,716	491,624
ค่าใช้จ่ายอื่น	-	-	-	-
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	4,905	-	-
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	22,457	19,904	-	41,765
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม	120,000	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	66,244	75,458	75,596	77,159
รวมค่าใช้จ่าย	1,482,095	1,302,364	1,087,466	1,222,252
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	11,417	9,096	9,623	12,420
กำไรก่อนภาษีเงินได้	940,358	998,488	995,786	1,104,523
ภาษีเงินได้	(426,247)	(484,442)	(385,423)	(535,276)
กำไรสำหรับงวด	514,111	514,046	610,363	569,247
การแบ่งปันกำไร (ขาดทุน)				
ส่วนของผู้เป็นเจ้าของของบริษัทใหญ่	514,016	514,102	610,461	569,247
ส่วนของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	95	(56)	(98)	-
	514,111	514,046	610,363	569,247

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.13	0.13	0.14	0.14

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2565	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	2,469,448	2,388,305	2,382,536	2,030,275
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	44,825	43,021	32,719	30,358
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	44,568	-	-	-
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	-	152,519	8,724	-
รายได้ดอกเบี้ย	22,778	11,402	5,587	4,264
รายได้อื่น ๆ	115,607	21,835	39,519	18,173
รวมรายได้	2,697,226	2,617,082	2,469,085	2,083,070
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	321,407	300,286	291,598	196,719
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	7,511	41,497	16,553	6,122
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	292,910	80,444	112,400	92,609
ค่าภาคหลวง	174,009	170,824	178,681	164,209
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	649,934	631,112	565,330	516,759
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	86,591	44,217	4,824
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	100,117	-	-	245,612
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม	205,084	94,996	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	55,586	62,335	63,694	51,968
รวมค่าใช้จ่าย	1,806,558	1,468,085	1,272,473	1,278,822
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	13,510	(17,485)	12,964	10,567
กำไรก่อนภาษีเงินได้	904,178	1,131,512	1,209,576	814,815
ภาษีเงินได้	(486,965)	(467,916)	(609,835)	(496,785)
กำไรสำหรับงวด	417,213	663,596	599,741	318,030

หน่วย: ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.11	0.17	0.15	0.08

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2566	2565
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	462,007	468,130
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล)	79.09	94.89
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อล้านบีทียู)	6.00	6.27
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	48.21	53.39
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.69	4.42