



บทสรุปผู้บริหาร

ภาพรวมเศรษฐกิจโลก อุตสาหกรรมพลังงาน และราคาน้ำมันดิบ ในไตรมาส 1 ปี 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 80.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ไตรมาส 4 ปี 2565 อยู่ที่ 84.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล) โดยหลักเป็นผลจากวิกฤตการณ์ในภาคการธนาคาร จากการถูกสั่งปิดกิจการของธนาคาร Silicon Valley และธนาคาร Signature ในสหรัฐอเมริกา และการถูกเข้าซื้อกิจการอย่างเร่งด่วนของธนาคารเครดิตสวิส ส่งผลต่อความกังวลของนักลงทุนว่าสถานการณ์อาจลุกลามต่อเนื่องไปยังธนาคารอื่น ๆ และเกิดเป็นภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอยรุนแรงที่จะกระทบโดยตรงต่ออุปสงค์น้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม วิกฤตการณ์ในภาคการธนาคารดังกล่าว ไม่มีผลกระทบต่อการดำเนินงานของบริษัท โดยในเดือนมกราคม ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ 80.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (เดือนธันวาคม 2565 อยู่ที่ 77.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล) จากการเปิดประเทศของจีนซึ่งส่งผลให้คาดการณ์อุปสงค์น้ำมันดิบโลกสำหรับปี 2566 สูงขึ้น หลังจากนั้นราคาน้ำมันดิบพื้นตัวต่อเนื่องจนถึงเดือนกุมภาพันธ์ และระดับ 82.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากแนวโน้มการชะลอตัวของการปรับขึ้นดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ ทำให้ตลาดผ่อนคลายความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย อย่างไรก็ตาม ในเดือนมีนาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 78.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หลังธนาคารกลางสหรัฐฯ ส่งสัญญาณการคงอัตราดอกเบี้ยไว้ในระดับสูง และจากวิกฤตการณ์ในภาคการธนาคารของสหรัฐฯ และสวิสเซอร์แลนด์ ทำให้นักลงทุนกลับมากังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอยอีกครั้ง ในขณะที่ปริมาณน้ำมันดิบคงคลังของสหรัฐฯ มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง สำหรับคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบในปีนี้จะเคลื่อนไหวในกรอบราคา 70 - 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังคงต้องติดตามปัจจัยต่าง ๆ ได้แก่ แนวโน้มภาวะเศรษฐกิจ อัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางทั่วโลก การบริหารจัดการคลังสำรองน้ำมันดิบทางยุทธศาสตร์ และสงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ

สำหรับความคืบหน้าสำคัญในธุรกิจต่าง ๆ ของ ปตท.สผ. ในไตรมาส 1 ปี 2566 ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีความคืบหน้าที่สำคัญ ได้แก่ การชนะประมูลในแปลงสำรวจหมายเลข G1/65 และ G3/65 ในอ่าวไทยจากกระทรวงพลังงาน และการชนะประมูลแปลงสำรวจเอสเค 325 จากการเปิดประมูลสิทธิสำรวจปิโตรเลียมปี 2565 ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งเป็นไปตามแผนกลยุทธ์ของบริษัทที่เน้นการลงทุนในภูมิภาคที่เป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก ในส่วนของโครงการหลักอื่น ๆ มีความคืบหน้าตามแผนงาน ได้แก่ การเร่งกิจกรรมเจาะหลุมและเตรียมความพร้อมในการเพิ่มกำลังการผลิตของโครงการ G1/61 (เอราวัณ) และการเปลี่ยนผ่านของโครงการบงกชในส่วนที่เหลือไปสู่โครงการ G2/61 ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตซึ่งเสร็จสมบูรณ์แล้วในช่วงต้นเดือนมีนาคม ด้านความคืบหน้าของธุรกิจใหม่ เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ได้ร่วมพัฒนา "HORRUS" (ฮอรัส) เทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับอัตโนมัติกับกรมทางหลวงในการตรวจสอบและวิเคราะห์สภาพการจราจร และเฝ้าระวังอุบัติเหตุ และสำหรับธุรกิจย่อย ROVULA มีการจดทะเบียนจัดตั้ง บริษัท เอสยู โรโบติกส์ จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมทุนกับบริษัท Kongsberg Ferrotech (Norway) เพื่อให้บริการหุ่นยนต์ขอมบ่ารูดท่อแนวราบอัจฉริยะ Nautilus ในเชิงพาณิชย์ นอกจากนี้ยังมีการจัดตั้งธุรกิจใหม่ภายใต้ ARV ได้แก่ BEDROCK ซึ่งดำเนินธุรกิจด้านการให้บริการแพลตฟอร์มข้อมูลเนื่องโดยใช้เทคโนโลยี AI & Machine Learning พร้อมการวิเคราะห์ข้อมูลแบบครบวงจร และ BIND เพื่อให้บริการระบบความปลอดภัย ความเป็นส่วนตัว การยืนยันตัวตนทางดิจิทัล และการเข้าถึงข้อมูลส่วนบุคคลและองค์กร ผ่านเทคโนโลยี Web 3.0

ในด้านกลยุทธ์การบริหารจัดการ ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นที่จะมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม ควบคู่กับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ปตท.สผ. จึงกำหนด 3 กลยุทธ์หลักท่ามกลางกระแสการเปลี่ยนแปลงทางด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการวางแผนทางกลยุทธ์เตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต ดังนี้ 1) การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value) โดยการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการปัจจุบัน และการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ 2) การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize) เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 และ 3) การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify) โดยกำหนดเป้าหมายกำไรสุทธิจากธุรกิจใหม่ร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิรวมของ ปตท.สผ. ภายในปี 2573

สำหรับผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 1 ปี 2566 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า เป็นผลมาจากการรับรู้ผลขาดทุนที่ไม่ใช่จากการดำเนินงานปกติลดลง เนื่องจากไตรมาสก่อนหน้ามีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ จำนวน 205 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในขณะที่กำไรจากการดำเนินงานปกติปรับตัวลดลง โดยปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวลดลง มาอยู่ที่ 460,817 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากการลดลงของปริมาณขายจากโครงการต่างประเทศ รวมถึงการลดลงของราคาน้ำมันในตลาดโลกส่งผลให้ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า มาอยู่ที่ 50.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยลดลงมาอยู่ที่ 26.07 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 25,566 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสด 4,242 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 11,482 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,849 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 14,084 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.27 เท่า

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	2,697	2,314	2,083	(383)	231
รายได้จากการขาย *	2,469	2,193	2,030	(276)	163
EBITDA **	1,847	1,616	1,601	(231)	15
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	417	569	318	152	251
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.11	0.14	0.08	0.03	0.06
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	723	592	570	(131)	22
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(306)	(23)	(252)	283	229

* รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมค่านวนในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย

** ไม่รวมประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอมทาวรา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างไตรมาส 4 ปี 2565



กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

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

การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และเสถียรภาพความมั่นคงด้านพลังงาน โดยเฉพาะการตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
 - เพิ่มอัตราการผลิตและโอกาสการขยายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบจากโครงการในปัจจุบัน
 - เร่งดำเนินการโครงการพัฒนาแหล่งใหม่
 - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดิบ
- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน
- เน้นการลงทุนโครงการก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของการต้นน้ำ และกลางน้ำ

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

- บริหารจัดการ E&P Portfolio เพื่อมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593 (ปี 2050) ครอบคลุม Scope 1 และ Scope 2 ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operational Control) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้มข้น (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ ไม่น้อยกว่า ร้อยละ 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)
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture, Utilization, and Storage: CCUS) การทยอยผลิตไฮโดรเจน รวมถึงพลังงานในอนาคต
- พัฒนาคู่ยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

นอกเหนือจากกลยุทธ์หลัก บริษัทยังมุ่งสร้างการเติบโตบนรากฐานความยั่งยืนที่ครอบคลุมมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการ (ESG) ซึ่งสอดคล้องและเป็นไปตามความคาดหวังของผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท โดยมีการบริหารจัดการและความคืบหน้า ดังนี้

การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

- ดำเนินงานต่อเนื่องตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ Mindful GRC ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพและให้พนักงานตระหนักและนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ พร้อมทั้งการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย
- จัดให้มีการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Assessment) เพื่อให้เห็นผลการดำเนินงานด้าน GRC ของปตท.สผ. และจัดทำแผนปรับปรุงพัฒนาการดำเนินงาน เพื่อไปสู่ความพร้อมในการเพิ่มระดับวุฒิภาวะด้าน GRC และไปสู่ระดับสูงสุดตามเป้าหมายระยะยาวในปี 2573
- พัฒนาระบบ Risk Management อย่างต่อเนื่อง โดยการเพิ่มความสามารถของ Chatbot ในการตอบทุกคำถามเกี่ยวกับระบบการบริหารความเสี่ยง
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง โดยเพิ่มเติมส่วนของการทำ Data Analytic เพื่อปรับปรุงข้อมูลด้าน Assurance และใช้ในกระบวนการบริหารโครงการลงทุนขนาดใหญ่ รวมถึงมีการนำ AI Feature มาช่วยในการประมวลผลด้วย
- สร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่องผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อให้ผู้บริหารและพนักงานทุกคน ทั้งในและต่างประเทศมีความตระหนักรู้ ความเข้าใจ และนำหลักการ GRC ไปปรับใช้ในการดำเนินงาน โดยสื่อสารในหลายรูปแบบ เช่น กิจกรรม GRC Roadshow ในโครงการต่าง ๆ จัดหลักสูตร e-Learning รวมถึงส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก เช่น การเผยแพร่ผ่านช่องทาง Explorer's Journal สื่อสารผ่านเว็บไซต์ของ IOD ซึ่งบริษัทจดทะเบียนไทยหรือผู้ที่สนใจทั่วไปสามารถเข้าถึงได้ และ Facebook: PTTEP Shareholders Society ให้กับผู้ถือหุ้น

ในด้านสิทธิมนุษยชน บริษัทมีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล แสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในไตรมาสที่ 1 ปี 2566 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท และพื้นที่ปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุน รวมถึงคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 และยังคงมุ่งมั่นในการส่งเสริมเรื่องความหลากหลายและการพัฒนาขีดความสามารถของพนักงานต่างชาติและพนักงานท้องถิ่นให้มีโอกาสเติบโตอย่างเท่าเทียมและสามารถก้าวขึ้นสู่ตำแหน่งผู้บริหารขององค์กรมาอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ยังส่งเสริมให้พนักงานทุกคนมีความรู้ความเข้าใจ รวมถึงความรับผิดชอบรวมในด้านสิทธิมนุษยชนผ่านการอบรมในรูปแบบออนไลน์และสื่อประชาสัมพันธ์อย่างต่อเนื่อง

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในไตรมาส 1 ปี 2566 มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.07 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.74 เคสต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งอยู่ในระดับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักรู้ด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์ และการเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต

การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ และการเป็นองค์กรที่ปราศจากของเสียที่เป็นขยะที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 โดยในส่วนของก็นำโครงสร้างหลักกลับมาใช้งานใหม่ (Main Structure Reuse) ในไตรมาสที่ 1 ปี 2566 มีการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตโครงการจี 2/61 ที่ไม่ได้ใช้งานแล้วไปทำการปรับปรุงเพื่อเตรียมนำไปติดตั้งใหม่ในปีต่อไป สำหรับการนำขาแท่นหลุมผลิตกลับไปใช้ใหม่ (WHP Jacket Reuse Study) บริษัทนำผลการศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้น (Concept Engineering Study) ไปศึกษาเพิ่มเติมสำหรับการออกแบบรายละเอียดด้านวิศวกรรม (Front End Engineering Design: FEED) รวมถึงประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์
- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง ตามเป้าหมายการสร้างความสมดุลเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมด และสร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญ สามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงานได้แก่
 - 1) กระบวนการผลิตที่สะอาดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมทางทะเล (Clean & Friendly Operation) โดยเน้นเรื่องความปลอดภัยและการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท.สผ. ดำเนินงาน โดยในไตรมาส 1 ปี 2566 สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (Petroleum Institute of Thailand: PTIT) สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ (National Research Council of Thailand: NRCT) และสำนักงานสภาความมั่นคงแห่งชาติ (Office of the National Security Council: NSC) ได้ลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) ในด้านเสริมสร้างความร่วมมือทางวิชาการด้านผลประโยชน์ของชาติทางทะเล เพื่อแลกเปลี่ยนความรู้ ร่วมสนับสนุนความช่วยเหลือด้านการศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้องกับระบบนิเวศในอ่าวไทย บริเวณรอบแท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งที่กำลังทยอยหมดอายุสัมปทาน เพื่อช่วยรักษาความหลากหลายชีวภาพทางทะเล ซึ่งได้รับความร่วมมือจากผู้ประกอบการปิโตรเลียม ได้แก่ ปตท.สผ. และบริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
 - 2) การตรวจติดตามสุขภาพของมหาสมุทรและความหลากหลายทางชีวภาพ (Ocean Health & Biodiversity Monitoring) ในไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทมีแผนการติดตั้งสถานีตรวจติดตามข้อมูลอุณหภูมิมหาสมุทรและสมุทรศาสตร์ที่โครงการอาทิตย์ เพื่อเป็นแหล่งข้อมูลทางทะเลไกลฝั่งของประเทศไทย ในการเติมเต็มคลังข้อมูลให้ PTTEP Ocean Data Platform อีกทั้งเพิ่มประสิทธิภาพของการเตือนภัยและเหตุฉุกเฉินทางทะเล และความแม่นยำของการคาดการณ์แบบจำลองทางทะเล เพื่อสนับสนุนการศึกษาข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเลและเผยแพร่ข้อมูล รวมถึงต่อยอดการใช้ประโยชน์ในการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างยั่งยืน
 - 3) การฟื้นฟูดูแล อนุรักษ์ทะเลอย่างยั่งยืน (Ramp Up CSR around Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และ ขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย โดยในไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทได้ปรับปรุงศูนย์การเรียนรู้บริหารจัดการชายทะเล สร้างเครือข่ายการบริหารจัดการชายทะเลเพิ่มเติมในจังหวัดปัตตานี และจัดกิจกรรมวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเล จำนวน 3 แห่ง รวมทั้งสร้างกลุ่มอาชีพและจำหน่ายอาหารทะเลเพิ่มขึ้น จำนวน 2 กลุ่ม เพื่อเพิ่มปริมาณสัตว์น้ำ และเพิ่มความอุดมสมบูรณ์ให้กับท้องทะเล เพื่อสร้างรายได้และความยั่งยืนให้กับชุมชนท้องถิ่นต่อไป

การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทมีเงินสดคงเหลือในมือ 4,242 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ประมาณ 0.27 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท โดยบริษัทสามารถรักษาสภาพคล่องที่เพียงพอสำหรับการดำเนินงาน และพร้อมรองรับแผนการลงทุนตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท

ในด้านการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลักที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายในส่วนที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้

พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดยมีเป้าหมายหลัก 3 ด้าน ได้แก่

- 1) เพื่อเพิ่มมูลค่าและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
- 2) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ
- 3) เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและธุรกิจใหม่

โดยในไตรมาส 1 ปี 2566 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 59 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) และตัวกรองสิ่งปนเปื้อน (Filtration) ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีไปใช้กับแหล่งผลิตในอ่าวไทยและต่างประเทศ ซึ่งมีผลในการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการกำจัดสิ่งปนเปื้อนเพื่อสนับสนุนการรีโอดนท่อส่งปิโตรเลียม ประกอบด้วยโครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานในชั้นน้ำรองที่แหล่งบงกชแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการนำผลจากการทดสอบมาพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) ได้ดำเนินการนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในช่วงไตรมาส 1 และ 2 ของปี 2565 โดยหุ่นยนต์ต้นแบบสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในขั้นต่อไปและขยายขอบเขตการพัฒนาให้ครอบคลุมการนำไปใช้ในแหล่งผลิตอื่น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในชั้นน้ำรอง นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาวิธีการนำท่อนาโนคาร์บอนไปใช้ประโยชน์ในหลายผลิตภัณฑ์ เช่น แบตเตอรี่ อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน วัสดุคอมโพสิต เป็นต้น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอนเตเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างพัฒนาและทดสอบกระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอนเตในระดับต้นแบบภายในปี 2566

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ในไตรมาส 1 ปี 2566 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- รางวัลสุดยอดองค์กรที่มีความโดดเด่นด้านนวัตกรรมและองค์ความรู้ในระดับโลก ประจำปี 2565 (The Most Outstanding Winners of the Global MIKE Award 2022: Global Most Innovative Knowledge Enterprise Award 2022) ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุด จากการที่ ปตท.สผ. ได้ส่งเสริมการสร้างสรรค่นวัตกรรมและองค์ความรู้อย่างเป็นระบบทั้งภายในองค์กรและร่วมกับพันธมิตรหลายภาคส่วน ตลอดจนมีวัฒนธรรมองค์กรที่สนับสนุนการคิดค้นเทคโนโลยีและนวัตกรรมอย่างต่อเนื่องเพื่อการเติบโตอย่างยั่งยืน
- 2 รางวัลจากการประกวดรางวัล Thailand Best Employer Brand Awards 2023 ในสาขา Best HR strategy in line with business และ Managing health at work จัดโดย World HRD Congress CHRO Asia และสถาบันด้านการบริหารทรัพยากรบุคคลระดับโลก (Employer Branding Institute) การได้รับรางวัลในครั้งนี้เป็นการยืนยันถึงความเป็นเลิศด้านการบริหารทรัพยากรบุคคลของ ปตท.สผ. ที่อยู่ระดับมาตรฐานเทียบเคียงได้กับบริษัทชั้นนำในประเทศไทย

- 6 รางวัลจากงาน PTT Group Operational Excellence Award (OpEx) 2023 สำหรับรางวัลที่ได้รับในครั้งนี้อย่างเป็นรางวัลด้าน Operational Excellence จำนวน 4 ประเภท ได้แก่
 - Best Practice Sharing Award 1 รางวัล ซึ่ง ปตท.สผ. ได้แบ่งปันองค์ความรู้ไปยัง ปตท. จำนวน 33 โครงการ คิดเป็นผลประหยัด 11,757 ล้านบาทต่อปี
 - Best Practice Sharing Project 2 รางวัล จากงานประกวดโครงการยอดเยี่ยม PTT Group OpEx Contest 2023 ของบริษัทในกลุ่ม ปตท. ทั้งหมด 15 โครงการ ซึ่ง ปตท.สผ. ได้รับรางวัลในระดับ Gold Award ทั้ง 2 โครงการ ได้แก่ โครงการเทคโนโลยีสำหรับเก็บตัวอย่างภายในท่อเพื่อตรวจสอบปริมาณสารตกค้างในท่อนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล หรือ MERIns™ - World's First Intelligent Sampling Pig for Pipeline Decommissioning และโครงการระบบบริหารจัดการความเชื่อมั่นในอุปกรณ์การผลิตให้ได้ตามมาตรฐาน มีเสถียรภาพ และปลอดภัย หรือ AiMs - AI Asset Integrity Management Solution
 - Zero Unplanned Shutdown (ZUS) 1 รางวัล จากโครงการสินภูฮ่อมและโครงการพีทีทีอียู 1
 - Green Belt OEMS Assessor Certificate 1 รางวัล

และรางวัลด้าน Knowledge Management (KM) จำนวน 1 รางวัล โดย Maintenance & Inspection CoP ได้รับรางวัล PTT Group KM Award ด้านการประยุกต์ใช้องค์ความรู้ยอดเยี่ยม

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



ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2566

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยไตรมาส 1 ปี 2566 อยู่ที่ 80.2 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2565 ที่ 84.8 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ในภาพรวมเกิดจากความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอย

ในเดือนมกราคม ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 80.4 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากเดือนธันวาคม 2565 ที่ 77.2 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากจีนกลับมาเปิดประเทศและยกเลิกนโยบาย Zero-COVID ส่งผลให้ตลาดคาดการณ์อุปสงค์น้ำมันโลกปรับเพิ่มขึ้นในปี 2566 ประกอบกับในเดือนนี้มีเทศกาลตรุษจีนจึงส่งผลให้มีการเดินทางมากขึ้น

ในเดือนกุมภาพันธ์ ราคาน้ำมันดิบพื้นตัวต่อเนื่องมาอยู่ที่ระดับ 82.0 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากตลาดค่อนข้างคลายความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอย หลังตลาดคาดการณ์ว่าการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยจะมีแนวโน้มชะลอตัวลง ขณะที่ตัวเลขการขั้บขึ้นในภูมิภาคยุโรปและอเมริกาเหนือปรับตัวสูงขึ้นกว่าช่วงก่อนการแพร่ระบาดของโควิด - 19 รวมถึงมีเหตุการณ์แผ่นดินไหวครั้งใหญ่ระดับ 7.8 ริกเตอร์ในตุรกี เมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ ส่งผลให้การส่งออกน้ำมันดิบผ่านท่าเรือ Ceyhan ซึ่งมีปริมาณการส่งออกน้ำมันมากกว่า 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ต้องหยุดดำเนินการชั่วคราว

ในเดือนมีนาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบลดลงมาอยู่ที่ระดับ 78.5 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล หลังธนาคารกลางสหรัฐฯ ส่งสัญญาณการคงอัตราดอกเบี้ยไว้ในระดับสูงตามความพยายามในการสกัดอัตราเงินเฟ้อให้อยู่ในระดับเป้าหมาย รวมถึง ปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องเป็นลำดับที่ 10 ติดต่อกันจนแตะระดับ 480 ล้านบาร์เรล และมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ยังมีความกังวลเกี่ยวกับวิกฤตการณ์ในภาคธนาคารของสหรัฐฯ หลังรัฐบาลสหรัฐฯ สั่งปิดกิจการของธนาคาร Silicon Valley และธนาคาร Signature และจากกรณีของธนาคารเครดิตสวิส โดยนักลงทุนกังวลว่าอาจส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพของระบบธนาคารและลูกกลามไปยังธนาคารอื่น ๆ จนนำไปสู่ภาวะเศรษฐกิจถดถอยซึ่งส่งผลกระทบต่ออุปสงค์น้ำมัน

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 1 ปี 2566 ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2565 อย่างมาก โดยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 16.36 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู เกิดจากความต้องการใช้ LNG ลดลงจากสภาพอากาศที่มีอุณหภูมิสูงขึ้นในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ส่งผลให้ระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว โดยในสิ้นเดือนมกราคมมีระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังกวาร้อยละ 75 ซึ่งเป็นระดับสูงที่สุดในรอบ 5 ปีเมื่อเทียบกับในช่วงเวลาเดียวกัน (ข้อมูลจาก Refinitiv เดือนมกราคม 2566) นอกจากนี้ แม้ว่าจะมีการซื้อ Asian Spot LNG เพิ่มขึ้นจากประเทศในภูมิภาคเอเชียใต้ เช่น ประเทศอินเดีย ประเทศบังกลาเทศ รวมถึงประเทศไทย โดยรวมราคา LNG ในไตรมาส 1 จึงลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยในเดือนมกราคมราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 20.84 และลดลงมาอยู่ที่ 13.24 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ในเดือนมีนาคม

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมปี 2566 อยู่ที่ ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2565 โดยการเพิ่มขึ้นนี้อยู่ในรูปแบบของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในภาคการขนส่งและอุตสาหกรรม และการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าจากต่างประเทศ ซึ่งโดยรวมแล้วแสดงถึงการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ.

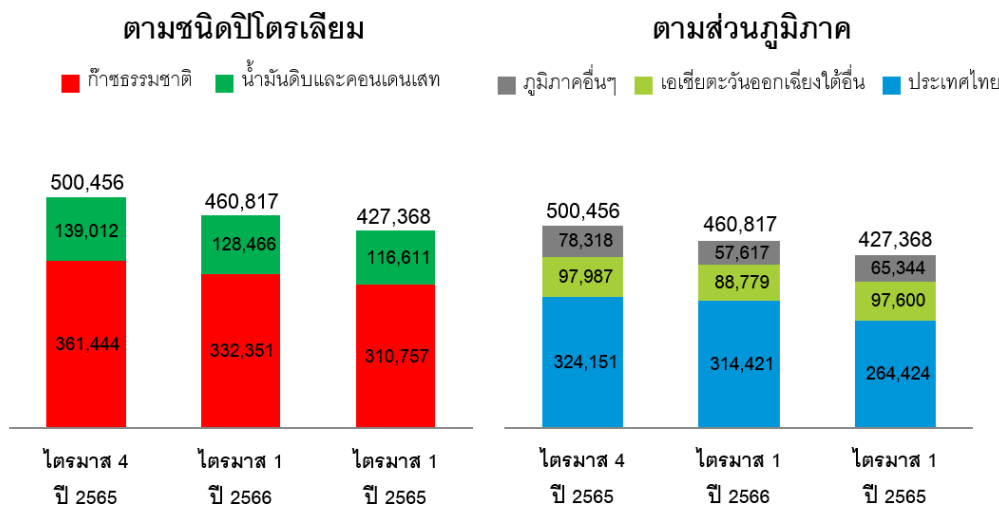
ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2566 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. แข็งค่าขึ้นจาก 34.56 เมื่อสิ้นปี 2565 มาปิดที่ 34.10 โดยในระหว่างไตรมาสยังคงมีความผันผวนสูง ปัจจัยลบจากดุลบัญชีเดินสะพัดที่ยังคงติดลบจากการส่งออกสินค้าต่ำกว่าที่คาดการณ์ เนื่องจากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลก ในขณะที่มีปัจจัยบวกจากภาคท่องเที่ยวที่ฟื้นตัวชัดเจน และธนาคารแห่งประเทศไทยปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพิ่มเติมจากร้อยละ 1.25 เมื่อสิ้นปี 2565 เป็นร้อยละ 1.75 ในเดือนมีนาคม ทำให้ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นได้ในระดับหนึ่ง อย่างไรก็ตาม ยังมีปัจจัยความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจโลก ทั้งจากอัตราเงินเฟ้อซึ่งอยู่ในระดับสูงทั่วโลกและวิกฤตการณ์ของสถาบันการเงินในสหรัฐฯ และยุโรป ทำให้ค่าเงินบาทเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. ยังคงมีความผันผวน



ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์/สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	52.76	50.01	51.35	(2.75)	(1.34)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	85.40	78.14	91.19	(7.26)	(13.05)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.70	6.52	6.07	(0.18)	0.45
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	84.77	80.23	96.21	(4.54)	(15.98)

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

ไตรมาส 1 ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 460,817 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 8 จากไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 500,456 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 โครงการอาทิตย์ และโครงการมาเลเซีย แปลง เอช ที่มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณลดลง รวมถึงโครงการแอลจีเรีย ฮาสุตี เบอร์ ราเคซ มีการขายน้ำมันดิบในปริมาณลดลง ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 5 เป็น 50.01 ดอลลาร์/สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 4 ปี 2565 : 52.76 ดอลลาร์/สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2566 กับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 427,368 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิตเมื่อเดือนเมษายนปีก่อน สู่ทริกกับโครงการบงกชสิ้นสุดสัญญาสัมปทานในเดือนมีนาคมปีนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 3 เป็น 50.01 ดอลลาร์/สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 1 ปี 2565 : 51.35 ดอลลาร์/สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 152 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นโดยหลักเนื่องจากไตรมาสก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ รวมถึงรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาวรา ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 592 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 131 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไร 723 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 276 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 158 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช และค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลง 64 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากค่าที่ปรึกษาและค่าใช้จ่ายทางเทคโนโลยีสารสนเทศ

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 283 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 306 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากไตรมาส 4 ปี 2565 มีรายการสำคัญ ได้แก่ ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 205 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยเป็นขาดทุนจากโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) รวมถึงการรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาวราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับรายได้อื่น ๆ จากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 251 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 79 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น รวมถึงไตรมาส 1 ปีก่อนมีขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวนมาก โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 592 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไร 570 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลง อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 229 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 252 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากไตรมาสนี้มีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 1 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 1 ปีก่อนรับรู้ขาดทุนที่ 240 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 195 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YTD
(หน่วย: ล้านดอลลาร์ ทรอ.)					
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	567	664	631	97	33
ประเทศไทย	524	413	418	(111)	(5)
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	205	163	166	(42)	(3)
ตะวันออกกลาง	118	69	54	(49)	15
ออสเตรเลีย	(131)	1	(1)	132	2
อเมริกา	(3)	(2)	(7)	1	5
แอฟริกา	(148)	19	(3)	167	22
อื่นๆ	2	1	4	(1)	(3)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(150)	(95)	(313)	55	218
รวม	417	569	318	152	251

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 152 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ ทรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิภาคแอฟริกา 167 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ออสเตรเลีย 132 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สุทธิกับประเทศไทยลดลง 111 ล้านดอลลาร์ ทรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• แอฟริกา

ในไตรมาส 1 ปี 2566 เขตภูมิภาคแอฟริกา มีกำไรสุทธิ 19 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 167 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 148 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักจากไตรมาสที่แล้วมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 รวมถึงรับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

• ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 1 ปี 2566 เขตภูมิภาคออสเตรเลียมีกำไรสุทธิ 1 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 132 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 131 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักจากไตรมาสที่แล้วมีค่าใช้จ่ายในการบริหารจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาวา ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

• ประเทศไทย

ในไตรมาส 1 ปี 2566 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 413 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 111 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 524 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น สุทธิกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช

ไตรมาส 1 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 251 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ ทรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 218 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิภาคแอฟริกา 22 ล้านดอลลาร์ ทรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 95 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 218 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 313 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากไตรมาสนี้มีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 1 ปีก่อนรับรู้ขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก

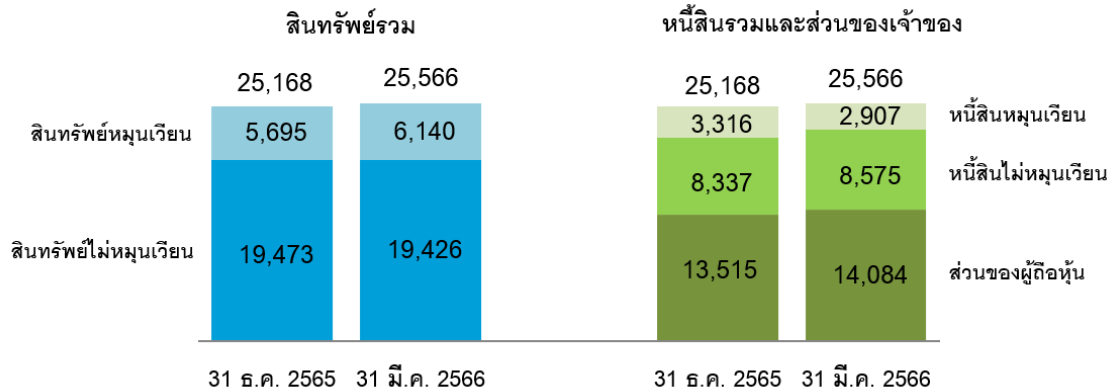
ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• แอฟริกา

ในไตรมาส 1 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีกำไรสุทธิ 19 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสตี เบอร์ ราคาขายที่เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคม 2565

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 25,566 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 398 ล้านบาท สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 25,168 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยเพิ่มขึ้น 445 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 703 ล้านบาท สรอ. ในขณะที่ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นลดลง 258 ล้านบาท สรอ. รวมถึงสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 125 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากการปรับปรุงรายการบัญชีเงินจ่ายล่วงหน้าที่เกี่ยวข้องกับประมาณการหนี้สินคาร์บอนอุปรณ์การผลิต ซึ่งเป็นไปตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดินอาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์สิทธิการใช้ ค่าความนิยม สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยลดลง 47 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 223 ล้านบาท สรอ. และค่าความนิยมลดลง 75 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช สุทธิกับที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 227 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 2/61 โครงการจี 1/61 และโครงการชอติกา

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,482 ล้านบาท สรอ. ลดลง 171 ล้านบาท สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 11,653 ล้านบาท สรอ. เป็นผลมาจาก

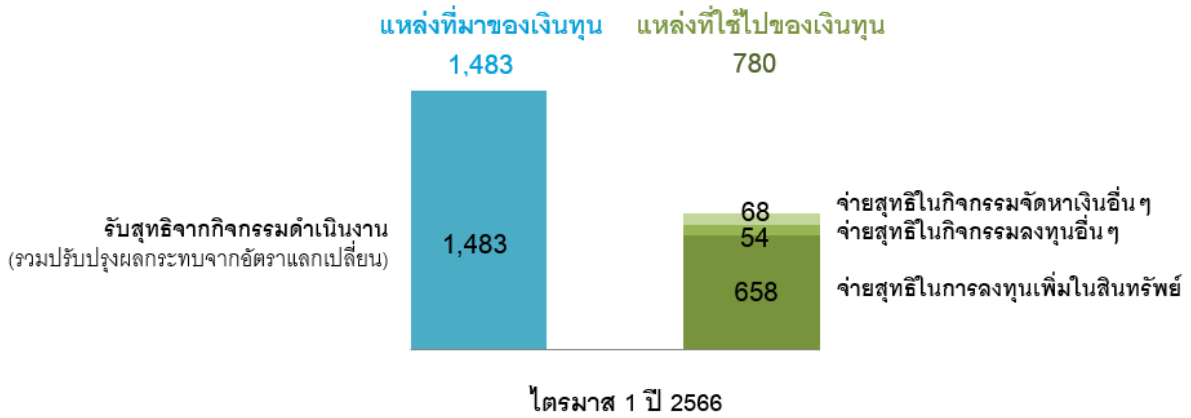
- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และประมาณการหนี้สินระยะสั้น โดยลดลง 409 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นลดลง 240 ล้านบาท สรอ. รวมถึงประมาณการหนี้สินระยะสั้นลดลง 231 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากหนี้สินคาร์บอนอุปรณ์การผลิตเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และประมาณการหนี้สินคาร์บอนอุปรณ์การผลิต โดยเพิ่มขึ้น 238 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินคาร์บอนอุปรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 268 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 2/61

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 มีนาคม ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้น 14,084 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 569 ล้านบาท สรอ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 13,515 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวดไตรมาส 1 ปี 2566 จำนวน 569 ล้านบาท สรอ.

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท ทรอ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม ปี 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 4,242 ล้านบาท ทรอ. เพิ่มขึ้น 703 ล้านบาท ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,539 ล้านบาท ทรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 1,483 ล้านบาท ทรอ. เป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 780 ล้านบาท ทรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการซอดิกา ประกอบด้วยเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมลงทุน โดยหลักเป็นการจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น และเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน จากการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างไตรมาส 1 ปี 2566

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2565
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* Margin)	73.48	72.54	77.69
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	15.41	16.99	9.39
อัตรากำไรสุทธิ	20.69	22.28	15.13
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.28	0.27	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.56	0.56	0.72

* EBITDA ไม่รวมประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาวา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างไตรมาส 4 ปี 2565

หมายเหตุ:

- อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งไท) และรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง
- อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวมย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
- อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา



ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

ณ ไตรมาส 1 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สม. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 14 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สม. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาส 1 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สม. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 314,421 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 68 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 88,779 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 19 ของปริมาณการขายทั้งหมด



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในประเทศไทย			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
1. เอส 1	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซแอลพีจี ปัจจุบันโครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผน รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. บงกช	66.67%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท เมื่อวันที่ 7 มีนาคม 2566 โครงการบงกชส่วนที่เหลือได้สิ้นสุดสัมปทาน และได้ส่งมอบให้กับบริษัท ปตท.สผ.เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท.สผ.อีดี) เป็นผู้ดำเนินการในโครงการจี 2/61 ต่อไป
3. อาทิตย์	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการสามารถเริ่มต้นการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแท่นหลุมผลิตใหม่ และสามารถผลิตก๊าซได้มากกว่าอัตราการซื้อขายสูงสุดที่กำหนดในสัญญาที่ 294 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ได้อย่างต่อเนื่อง
4. คอนแทร์ค 4	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
5. จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ โครงการผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ระดับ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมผลิตและมีแผนที่จะติดตั้งแท่นผลิตเพิ่มเติมอีกจำนวน 4 แท่นในปี 2566 โดยมีเป้าหมายเพิ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติไปที่ระดับ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ช่วงกลางปี 2566 และ 600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในสิ้นปี 2566
6. จี 2/61 (แหล่งบงกช)	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โครงการได้เปลี่ยนผ่านจากระบบสัมปทานเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่โครงการบงกชส่วนที่เหลือ ตั้งแต่วันที่ 8 มีนาคม 2566 ปัจจุบันโครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตรา 700 - 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน นอกจากนี้โครงการยังมีการสร้างและติดตั้งแท่นผลิต และเจาะหลุมพัฒนาปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเพื่อรองรับการผลิตตามสัญญาต่อไป
7. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA)	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการติดตั้งแท่นผลิตแล้วเสร็จจำนวน 2 แท่น รวมถึงเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต นอกจากนี้โครงการยังได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนา เพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการในระยะต่อไป
โครงการในเมียนมา			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
8. ซอติกา	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D เพื่อรักษาระดับการผลิต ปัจจุบันได้ติดตั้งแท่นผลิตแล้วเสร็จจำนวน 4 แท่น เจาะหลุมประเมินแล้วเสร็จจำนวน 5 หลุม
9. ยาดานา	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันโครงการสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่อง

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
10. เมียนมา เอ็ม 3	100%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมาละตะมะ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างรอการพัฒนา
โครงการในมาเลเซีย			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
11. มาเลเซีย แปลง เค	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North - Petai (SNP) และ แหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการสามารถผลิตได้ตามแผน
12. มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการมีการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจากการเจาะหลุมผลิต (Infill Well)
13. มาเลเซีย แปลง เอช	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการมีปริมาณการผลิตลดลง เนื่องจากเรือของผู้รับซื้อหยุดการรับก๊าซชั่วคราว ตั้งแต่วันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2566 โดยโครงการสามารถกลับมาดำเนินการผลิตได้อีกครั้งในวันที่ 10 มีนาคม 2566 นอกจากนี้ โครงการยังมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมอีกจำนวน 2 หลุม
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
14. มาเลเซีย เอสเค 410 บี	42.5%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น Front End Engineering Design (FEED) โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ปี 2566 และได้เริ่มเจรจาสัญญาเกี่ยวกับหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2566 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างทำการศึกษาและประเมินผลหลุมสำรวจ Paprika-1 เพื่อวางแผนการพัฒนาต่อไป
15. มาเลเซีย เอสเค 417	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมเพื่อประเมินศักยภาพของแหล่ง Nangka รวมถึงทำการศึกษาและวางแผนเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม
16. มาเลเซีย เอสเค 405 บี	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมจำนวน 1 หลุม และอยู่ระหว่างการประเมินหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ภายหลังจากการค้นพบศักยภาพปิโตรเลียม
17. มาเลเซีย เอสเค 438	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ในช่วงเตรียมการเจาะหลุมสำรวจตามแผนงานในไตรมาส 2 และ 3 ปี 2566
18. มาเลเซีย เอสเค 314 เอ	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการทบทวนศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ และได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจแล้วเสร็จจำนวน 2 หลุม โดยพบศักยภาพปิโตรเลียมจำนวน 1 หลุม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินผลและจะดำเนินการแจ้งให้กับผู้ร่วมทุนรับทราบต่อไป

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
19. มาเลเซีย พีเอ็ม 407	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนิงซูลาร์ ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการเริ่มเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกตามข้อผูกพันของแปลงสำรวจ
20. มาเลเซีย พีเอ็ม 415	70%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนิงซูลาร์ ในปี 2565 โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพของโครงสร้างอื่น ๆ ทั้งหมดในแปลงสัมปทาน และพบว่าไม่มีโครงสร้างที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการสำรวจและการพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้ ไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างเตรียมดำเนินการยื่นขอคืนแปลงสำรวจหลังจากครบอายุช่วงเวลาสำรวจ
21. มาเลเซีย เอสบี 412	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบารห์ ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการศึกษาด้านธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ
22. มาเลเซีย เอสเค 325	32.5%	PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างขั้นตอนเตรียมการเริ่มแผนการสำรวจและการรับข้อมูลทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รวมไปถึงข้อมูลหลุมเจาะและข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ
โครงการในเวียดนาม			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
23. เวียดนาม 9-2	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการเจาะหลุมพัฒนาแล้วเสร็จจำนวน 1 หลุม อีกทั้งอยู่ระหว่างการเจรจาและเตรียมขอเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2566
24. เวียดนาม 16-1	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการเจรจาและเตรียมขอเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2566
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
25. เวียดนาม บี และ 48/95 และ เวียดนาม 52/97	8.5% 7%	Vietnam Oil and Gas Group	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2569 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตเพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลางและแอฟริกา



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
26. โอมาน แปลง 6 และ โอมาน แปลง 53	2% 1%	Petroleum Development Oman / Occidental	โครงการโอมาน แปลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แปลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+
27. โอมาน แปลง 61	20%	BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 54,000 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
28. โอมาน ออนซอร์ แปลง 12	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2566 – 2567
โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
29. อาบูดาบี ออฟชอร์ 1	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อวางแผนสำรวจและจัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ต่อไป
30. อาบูดาบี ออฟชอร์ 2	30%	Eni	ตั้งอยู่ทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการทำการเจาะหลุมประเมินแล้วเสร็จจำนวน 1 หลุม ปัจจุบันอยู่ระหว่างวางแผนเพื่อเตรียมพัฒนาพื้นที่ที่มีการค้นพบปิโตรเลียม

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
31. อาบูดาบิ ออฟชอร์ 3	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบิ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567 - 2570
32. ชาร์จาร์ ออนชอร์ แอเรีย เอ	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาร์ โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ในต้นเดือนเมษายน 2566
33. ชาร์จาร์ ออนชอร์ แอเรีย ซี	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาร์ โครงการอยู่ระหว่างการแปลผลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
34. แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,500 บาร์เรลต่อวัน
35. แอลจีเรีย ฮาสตี เบอร์ ราเคซ	49%	GHRB	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2566 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 13,800 บาร์เรลต่อวัน และอยู่ระหว่างดำเนินการเพิ่มกำลังการผลิตไปสู่ 17,000 บาร์เรลต่อวัน ในปลายปี 2566
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
36. โมซัมบิก แอเรีย 1	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก และอยู่ระหว่างการพัฒนา ในเดือนเมษายน 2564 ผู้ดำเนินการได้ตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ โดยในขณะนี้สถานการณ์ด้านความมั่นคงและการกลับคืนพื้นที่ของประชาชน เจ้าหน้าที่รัฐ และการบริการของภาครัฐมีพัฒนาการที่ดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง
โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
37. แปลง 17/06	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา โดยเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการ โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในกลางปี 2566

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
38. พีทีทีอพี ออสตราเลเซีย	90 - 100%	PTTEP	<p>ตั้งอยู่ในออสเตรเลีย ประกอบด้วย 6 แปลงสัมปทาน โดยในปี 2565 ภายหลังจากโครงการได้ทำการศึกษาเพิ่มเติมทางธรณีวิทยา เห็นว่า แหล่งออคิต (AC/P54) แหล่งออคตาเซียส (AC/RL6) และ แหล่งคาทานดรา (AC/RL10) มีศักยภาพไม่เพียงพอที่จะทำการพัฒนาเชิงพาณิชย์ ในไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทได้ทำการคืนแปลง AC/P54 และ AC/RL6 และเมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2566 บริษัทได้รับการอนุมัติให้โอนสัดส่วนในแปลง AC/RL10 ให้แก่บริษัท Bengal Energy Limited ทั้งนี้แปลงดังกล่าวสิ้นสุดสัมปทาน วันที่ 21 มีนาคม 2566</p> <p>สำหรับกรณีฟ้องร้องจากตัวแทนของกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซีย ที่ได้ยื่นฟ้องร้องคดีแบบกลุ่ม (Class Action) ต่อศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ในปี 2559 เพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลจากแหล่งมอหนาราในปี 2552 เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2566 ศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ได้อนุมัติข้อตกลงในหลักการเพื่อระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มดังกล่าว และในเดือนมีนาคม 2566 ศาลได้อนุมัติแนวทางการจัดสรรเงินให้กับกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายแล้ว ทั้งนี้ การชำระเงินจะเป็นไปตามกระบวนการที่ศาลได้อนุมัติ</p>

โครงการในทวีปอเมริกา



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในแคนาดา			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
39. มาเรียนา ออยล์ แซนด์	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โครงการอยู่ระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป
โครงการในสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
40. เม็กซิโก แปลง 12 (2.4)	20%	Petronas	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อมูลพื้นที่ในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม
41. เม็กซิโก แปลง 29 (2.4)	16.67%	Repsol	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต
โครงการในสหพันธสาธารณรัฐบราซิล (บราซิล)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
42. บารารินเนียส เอพี 1	25%	Shell	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของบราซิล ปัจจุบันบริษัทได้ดำเนินการขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท PTTEP Brazil Investment in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ที่ถือสัดส่วนอยู่ในทั้งสองโครงการเสร็จสิ้นตามเงื่อนไขสัญญาซื้อขายแล้ว เมื่อวันที่ 23 กุมภาพันธ์ 2566
และ บราซิล บีเอ็ม อีเอส 23	20%	/ Petrobras	

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีดังนี้

- ปัจจุบัน ปตท.สผ. หลีกเลียงและลดก๊าซเรือนกระจกสะสมได้ประมาณ 1.7 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือเท่ากับการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 13.6 จากปีฐาน 2563 นอกจากนี้ บริษัทอยู่ในระหว่างการศึกษาระบบด้านวิศวกรรม (Front End Engineering Design: FEED) ในโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งอาทิตย์ รวมทั้งอยู่ระหว่างการศึกษาและพัฒนาโครงการ CCS ที่แหล่งดง เลอบาห์
- ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) ผ่านโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศ ในไตรมาส 1 ปี 2566 บริษัทได้บำรุงรักษาป่าชายเลนปีที่ 1 สำหรับแปลงปลูกปี 2565 บนพื้นที่ 1,000 ไร่ และเตรียมขึ้นทะเบียนโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ (T-VER) กับองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. รวมถึงยังเตรียมปลูกป่าชายเลนจำนวน 4,007 ไร่ ซึ่งได้รับการอนุมัติพื้นที่ปลูกจากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) แล้ว นอกจากนี้ยังอยู่ระหว่างลงนามสัญญาอนุรักษ์ คูแผล และฟื้นฟูป่าชุมชนร่วมกับมูลนิธิแม่ฟ้าหลวง ในพระบรมราชูปถัมภ์ จำนวน 20,000 ไร่ หลังจากได้มีการลงนามบันทึกความเข้าใจด้วยความร่วมมือไปแล้วเมื่อไตรมาส 4 ปี 2565
- สำหรับความร่วมมือกับพันธมิตร ปตท.สผ. ได้ลงนามความร่วมมือ (MOU) ในการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการอนุรักษ์ความหลากหลายทางชีวภาพ ร่วมกับสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) เพื่อสนับสนุนและขับเคลื่อนการดำเนินการด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งที่จะช่วยให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนและมุ่งไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ ควบคู่ไปกับการอนุรักษ์ ฟื้นฟู ทรัพยากรธรรมชาติและ ความหลากหลายทางชีวภาพ รวมถึง การเชื่อมโยงแลกเปลี่ยนข้อมูลความหลากหลายทางชีวภาพในระดับพื้นที่ไปยังฐานข้อมูลในระบบคลังของประเทศไทย ความร่วมมือดังกล่าวยังรวมถึงการสนับสนุนกิจกรรมการมีส่วนร่วมระหว่างภาครัฐและเอกชนในระดับประเทศ ภูมิภาคและนานาชาติ และการเสริมสร้างความตระหนักสู่แก่สาธารณะอีกด้วย

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

ธุรกิจเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

เป็นการลงทุนในธุรกิจใหม่ผ่าน เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ซึ่งดำเนินธุรกิจแบบ Ventures Builder ประกอบด้วย 2 ส่วนหลักคือ 1) หน่วยงานส่วนกลางของ ARV ที่ดำเนินงานด้านการวิจัยและพัฒนา เพื่อจัดหาโซลูชันทางธุรกิจด้วยเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ รวมถึงการบ่มเพาะและพัฒนาธุรกิจใหม่ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์ และ 2) หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่เพื่อรองรับการเติบโตในรูปแบบ Deep Technology Start-up โดยในไตรมาส 1 ปี 2566 มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

1) หน่วยงานส่วนกลางของ ARV

- ร่วมกับกรมทางหลวง พัฒนา “HORRUS” (ฮอรัส) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับอัตโนมัติ ในการตรวจสอบและวิเคราะห์สภาพการจราจร และเฝ้าระวังอุบัติเหตุ โดยใช้ HORRUS เก็บข้อมูลรูปภาพ วีดีโอ และข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็นระหว่างวันที่ 30 ธันวาคม 2565 ถึง 2 มกราคม 2566 เพื่อนำไปวิเคราะห์ต่อแบบเรียลไทม์ (Real-time) นอกจากนี้ยังมีการประมวลผลด้วยเทคโนโลยี machine learning ที่สามารถตรวจจับพร้อมประมวลผลภาพการจราจร รวมถึงเหตุการณ์ผิดปกติต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นบนท้องถนน ช่วยให้เจ้าหน้าที่สามารถประเมินสถานการณ์ได้อย่างแม่นยำ รวดเร็ว และมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ซึ่งโครงการนี้เป็นการดำเนินการ Proof of Concept (PoC) ครั้งแรกในการช่วยบริหารจัดการการจราจรของ HORRUS
- พัฒนาและทดสอบการใช้งาน ARV Platform ซึ่งเป็นแพลตฟอร์มกลางสำหรับควบคุมหุ่นยนต์อัตโนมัติภาคพื้นดิน เช่น หุ่นยนต์เคลื่อนที่อัตโนมัติ (MARS) และหุ่นยนต์สี่ขา (Laika) สำหรับการตรวจสอบและเฝ้าระวังในสภาพแวดล้อมที่เป็นอันตราย รวมถึงการจัดการและวิเคราะห์ข้อมูลที่ได้จากหุ่นยนต์ผ่านแพลตฟอร์ม โดยมีแผนจะนำไปทดสอบการใช้งานในสภาพแวดล้อมการทำงานจริงนอกชายฝั่งทะเลในเดือนพฤษภาคม 2566

2) หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบบ่ารุงใต้น้ำ (ROVULA)

- ในวันที่ 10 มกราคม 2566 ได้มีการจดทะเบียนจัดตั้ง บริษัท เอสทู โรโบติกส์ จำกัด ซึ่งเป็นการร่วมทุนระหว่าง ROVULA กับ บริษัท Kongsberg Ferrotech (Norway) เพื่อให้บริการหุ่นยนต์ตรวจสอบบ่ารุงท่อแนวราบอัจฉริยะ Nautilus ในเชิงพาณิชย์ หลังจากที่ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบระดับความพร้อมทางเทคโนโลยี (Technology Readiness Level) ในระดับที่ 7 ในปีที่ผ่านมา นอกจากนี้บริษัท เอสทู โรโบติกส์ ได้ทำการเซ็นสัญญาข้อตกลงร่วมกับบริษัท Eureka Efektif เพื่อขยายธุรกิจตรวจสอบและซ่อมบ่ารุงท่อส่งก๊าซปิโตรเลียมใต้ทะเลโดยหุ่นยนต์ Nautilus ในประเทศมาเลเซียอีกด้วย
- นำหุ่นยนต์ตรวจสอบท่อใต้น้ำอัตโนมัติไร้สาย (Xplorer) จัดแสดงในงานประชุมเทคโนโลยีปิโตรเลียมนานาชาติ (IPTC 2023) โดย Xplorer ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการปฏิบัติงานตรวจสอบอุปกรณ์ใต้น้ำ เช่น ท่อส่งปิโตรเลียม ที่สามารถเก็บข้อมูลตรวจวัดค่า ป้องกันการเกิดสนิมแบบพิเศษ
- ZeaQuest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA และ บริษัท เมอร์เมต ซัพซี้ เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) ได้ชนะการประมูลโครงการสำรวจโครงสร้างใต้ทะเลในอ่าวไทย โดยมีกำหนดเริ่มโครงการในช่วงเดือนเมษายนถึงเดือนพฤศจิกายนปี

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ (SKYLLER)

- นำเทคโนโลยีไปจัดแสดงในงานประชุมวิชาการ IPTC 2023 ประกอบด้วย 1) แพลตฟอร์มวิเคราะห์และประมวลผลอัจฉริยะ (Skyller Platform) ซึ่งเป็นแพลตฟอร์มที่ให้บริการตรวจสอบสินทรัพย์ โครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ครบวงจร ผ่านแพลตฟอร์มที่สามารถวิเคราะห์และประมวลผลข้อมูลต่าง ๆ จากโดรนหรือเซ็นเซอร์อื่น ๆ ได้อย่างสะดวก รวดเร็ว และแม่นยำ 2) เทคโนโลยีดิจิทัลทวิน (Digital Twin) หรือการจำลองโมเดลสิ่งก่อสร้าง หรือสถานที่ต่าง ๆ ในแบบสามมิติ และ 3) เทคโนโลยี AR (Augmented Reality) ที่ผสมผสานระหว่างสภาพแวดล้อมจริงกับแบบจำลองในโลกเสมือนเพื่อสร้างการมีส่วนร่วมและเปิดประสบการณ์ใหม่ให้กับลูกค้า
- ชนะการประมูล โครงการจัดจ้างบินถ่ายภาพทางอากาศความละเอียดสูงด้วยอากาศยานไร้คนขับและวิเคราะห์ข้อมูล จังหวัดภูเก็ต ของกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง เพื่อบินตรวจสอบชายฝั่งทะเลด้านตะวันออกของจังหวัดภูเก็ต โดยโครงการนี้มีระยะเวลาในการดำเนินการตั้งแต่ช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2566 ถึงเดือนพฤษภาคม 2566

บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านการเกษตร ป่าไม้ และคาร์บอนจากธรรมชาติ (VARUNA)

- เปิดตัวเทคโนโลยีอัจฉริยะ VLM Forest (หรือ VARUNA Land Monitoring Forest) ภายในงานประชุมวิชาการ IPTC 2023 โดยเป็นแพลตฟอร์มที่สามารถใช้บริหารป่าไม้อย่างครบวงจร (Smart Forest Solution) สามารถวิเคราะห์และแสดงผลพื้นที่สีเขียวได้ทั้งพื้นที่ธรรมชาติ และพื้นที่การเกษตร โดยใช้โดรนสำรวจชนิดมัลติสเปกตรัมในการจัดเก็บภาพพื้นที่ขนาดใหญ่ด้วยความละเอียดสูงระดับเซนติเมตร ร่วมกับการใช้ภาพถ่าย Normalized Difference Vegetation Index (NDVI) จากดาวเทียม ช่วยให้ได้ข้อมูลสภาพพื้นที่ที่มีความละเอียด เพื่อนำมาวิเคราะห์และประมวลผลด้วยปัญญาประดิษฐ์ (AI) จนได้ฐานข้อมูลที่ช่วยให้อุตสาหกรรมนำข้อมูลที่ได้ไปวางแผนพัฒนาพื้นที่พื้นที่ได้ตามเป้าหมายที่ต้องการ
- เริ่มโครงการนำร่องคาร์บอนในภาคเกษตรกรรม (Carbon Farming) เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมเกษตรยั่งยืน โดยมีการพัฒนาเทคโนโลยีและเครื่องมือที่ช่วยในการเก็บข้อมูลและแนะนำความรู้ เช่น การปลูกพืชหมุนเวียน การปลูกข้าวแบบเปียกสลับแห้ง การลดการเผาไหม้ เป็นต้น โดยฟาร์มคาร์บอนเหล่านี้จะเพิ่มการสะสมของคาร์บอนในดิน ลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมเกษตรต่าง ๆ และเป็นการสร้างรายได้ให้แก่เกษตรกรที่เข้าร่วมโครงการผ่านกลไกการซื้อขายคาร์บอนเครดิตที่เกิดจากพื้นที่ของเกษตรกรในโครงการ

บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีและเครือข่ายดิจิทัลทางสุขภาพ (CARIVA)

- ร่วมมือกับ บริษัท เบดร็อก ออเนลติกส์ (BEDROCK) จัดทำโครงการ “IoT devices for Smart Cities” ให้กับเครือข่ายโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบลจังหวัดขอนแก่น เพื่อให้ความคุ้มครองและดูแลสุขภาพพลอดภัยของผู้สูงอายุผ่านอุปกรณ์สวมใส่อัจฉริยะ (Smart Wearable devices) และชุดอุปกรณ์ดูแลสุขภาพ (Care kit) โดยในกรณีที่มิอุปกรณ์เกิดขึ้นกับผู้สูงอายุ อุปกรณ์สวมใส่อัจฉริยะจะส่งสัญญาณแจ้งเตือนไปยังโรงพยาบาลที่ใกล้ที่สุดเพื่อให้บุคลากรทางการแพทย์สามารถเข้าช่วยเหลือได้ทันเวลาที่

- ร่วมกับ บริษัท ซาร์มเบิล เทคโนโลยี จำกัด ประสบความสำเร็จในการพัฒนาและเชื่อมต่อระบบการให้บริการสุขภาพ ทั้งการปรึกษาแพทย์ (Tele-consultation) และการปรึกษาเภสัชกร (Tele-pharmacy) ให้กับแอปพลิเคชัน ARVIC และยังเพิ่มระบบการชำระเงินออนไลน์ (payment gateway) ในแอปพลิเคชันเพื่ออำนวยความสะดวกและความรวดเร็วในการซื้อสินค้าและบริการให้กับลูกค้าอีกด้วย
- ประสบความสำเร็จในการพัฒนาและเชื่อมต่อเทคโนโลยี Health Mall Block ให้กับแอปพลิเคชัน BeDee ของบริษัท กรุงเทพมหานครเขตดุสิตเวชการ จำกัด (มหาชน) หรือ BDMS ซึ่งให้บริการดูแลสุขภาพที่ครบวงจร ทั้งการปรึกษาแพทย์ การปรึกษาเภสัชกร การซื้อสินค้าออนไลน์ด้านสุขภาพ และให้บริการจัดส่งสินค้าถึงลูกค้าอย่างรวดเร็วภายใน 90 นาที ภายใต้มาตรฐานของเครือ BDMS

หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ (BEDROCK)

- ในวันที่ 10 มกราคม 2566 ได้มีการจดทะเบียนจัดตั้ง บริษัท เบดริคค อนาคติกส์ จำกัด เพื่อเป็นผู้นำด้านการพัฒนาแพลตฟอร์มและโครงสร้างพื้นฐานด้านข้อมูลเชิงพื้นที่ ที่มีบริการด้านซอฟต์แวร์สำหรับบริการวิเคราะห์ข้อมูล บริการแผนที่ในรูปแบบเซอร์วิส และบริการซอฟต์แวร์ระบบภูมิสารสนเทศ ผ่านเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ และ Machine Learning รวมถึงการวิเคราะห์ข้อมูลแบบครบวงจร เพื่อองค์กรภาครัฐและภาคเอกชนจะสามารถเข้าถึงข้อมูลเชิงลึกทางธุรกิจและเทคโนโลยีขั้นสูงได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวดเร็ว และทั่วถึง
- ในไตรมาส 1 ปี 2566 Bedrock ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) ในการพัฒนาและเผยแพร่แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (City Digital Data Platform) กับเทศบาล องค์การปกครองส่วนท้องถิ่น หน่วยงานและมูลนิธิต่าง ๆ ทั่วประเทศไปแล้วกว่า 80 หน่วยงาน อาทิเช่น เทศบาลนครหาดใหญ่ เทศบาลนครยะลา เทศบาลเมืองร้อยเอ็ด เป็นต้น โดยมีจุดประสงค์เพื่อนำความรู้เทคโนโลยี ปัญญาประดิษฐ์ และนวัตกรรม ไปประยุกต์ใช้ในการดำเนินภารกิจต่าง ๆ ของเทศบาลและองค์การปกครองส่วนท้องถิ่น เพื่อส่งเสริมการจัดทำบริการสาธารณะและเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงาน
- ร่วมกับมหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สมาคมสันนิบาตเทศบาลแห่งประเทศไทย และหน่วยบริหารและจัดการทุนด้านการพัฒนาระดับพื้นที่ จัดกิจกรรม “หลักสูตรอบรม นักวางแผนข้อมูลเมือง : City Data Planner (CDP) รุ่นที่ 1” เพื่อพัฒนาทักษะความรู้ของบุคลากรท้องถิ่นไทย สำหรับการเตรียมพร้อมสู่การพัฒนาเมืองอย่างชาญฉลาด โดยให้บุคลากรเทศบาลจากทั่วประเทศจำนวน 78 เทศบาลที่ได้เข้าร่วมหลักสูตรอบรม มานำเสนอโครงการวิจัยเพื่อต่อยอดสู่การพัฒนาเป็นโครงการในการพัฒนาท้องถิ่นบนฐานคิดของเมืองอัจฉริยะ (Smart City)

หน่วยธุรกิจด้านการทำ Digital Identity สำหรับหน่วยงานองค์กร และนิติบุคคล (BIND)

- ในวันที่ 10 มกราคม 2566 ได้มีการจดทะเบียนจัดตั้ง บริษัท ไบนด์ ซิสเต็มส์ จำกัด เพื่อเป็นผู้ให้บริการสร้างระบบและเครื่องมือเพื่อนำมาใช้ในการสร้างความปลอดภัย ความเป็นส่วนตัว และการควบคุมข้อมูลต่าง ๆ ด้วยนวัตกรรมของ BIND ที่ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี Web 3.0 เช่น Blockchain และ Cryptography มาสร้างระบบ Digital Corporate Identity (DCID) สำหรับการทำการกระบวนกร Know-your-customer (KYC) ในการเปิดบัญชีนิติบุคคลกับสถาบันการเงิน
- ในวันที่ 24 – 25 กุมภาพันธ์ 2566 BIND ได้เข้าร่วมออกออกอนุทินงาน Digital Governance Thailand 2023 ภายใต้ธีม Happiness Creation ซึ่งจัดขึ้นโดยสำนักงานพัฒนาธุรกรรมทางอิเล็กทรอนิกส์ (ETDA) โดยเป็นกิจกรรมที่รวมหน่วยงานสำคัญที่มีการดำเนินงานเพื่อส่งเสริมและสนับสนุน Ecosystem ในการทำธุรกรรมทางออนไลน์โดยใช้เทคโนโลยีดิจิทัลมาประยุกต์ใช้ในมิติต่าง ๆ ซึ่งการเข้าร่วมของ BIND ในกิจกรรมดังกล่าว ถือเป็นการแสดงศักยภาพและบริการดิจิทัลสู่สายตาประชาชนเป็นครั้งแรก รวมถึงแสดงความพร้อมในการสนับสนุนร่วมมือ และผลักดันการดำเนินงานในรูปแบบดิจิทัลกับภาครัฐ
- ในเดือนมีนาคม BIND ได้เปิดตัวระบบ DCID สำหรับตลาดในประเทศอินโดนีเซียและอินเดีย โดย BIND ยังได้นำเสนอ DCID ให้กับสถาบันการเงินที่มีชื่อเสียงหลายแห่ง รวมถึง Bank of America ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และ ICICI Bank ในประเทศอินเดีย ซึ่งทั้งสองธนาคารนี้กำลังพิจารณาที่จะทดสอบระบบในระดับภูมิภาคร่วมกับ BIND
- พัฒนาฟีเจอร์ใหม่สำหรับระบบ DCID อย่างต่อเนื่อง เพื่อให้สามารถตอบสนองต่อความต้องการเฉพาะของลูกค้าได้ อาทิเช่น การตรวจสอบการฟอกเงิน (anti-money laundering check) การนำปัญญาประดิษฐ์มาช่วยในการเริ่มต้นใช้งาน (AI-assistant for onboarding) การนำปัญญาประดิษฐ์มาช่วยในกิจกรรมก่อนการขายของธนาคาร (AI-assistant in pre-sales activities of banks) และโมดูลในการทำงานร่วมกันเพื่ออำนวยความสะดวกในการปฏิสัมพันธ์ระหว่างธนาคารและองค์กร นอกจากนี้ BIND ยังคงพัฒนาระบบและผลิตภัณฑ์ เพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับการขยายการใช้งานในวงกว้างในอนาคต

ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

โครงการ Gas to Power

เป็นโครงการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพื่อนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า โดยโครงการได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานรัฐบาลเมียนมาให้ดำเนินการตั้งแต่ปลายปี 2563 ปัจจุบันได้ชะลอโครงการออกไปก่อนเนื่องจากสถานการณ์ในประเทศเมียนมา

โครงการ Green e-methanol

บริษัทได้มีการลงทุนในบันทึกข้อตกลง “Green Methanol Value Chain Collaboration” กับ 5 บริษัทนานาชาติชั้นนำ เพื่อร่วมกันศึกษาโอกาสและความเป็นไปได้ (Feasibility studies) ในการจัดตั้งโรงงานผลิตกรีนอีเมทานอลที่ประเทศสิงคโปร์ โดยกรีนอีเมทานอลเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในหลายอุตสาหกรรม รวมถึงอุตสาหกรรมเดินเรือ ซึ่งมีการกำหนดกรอบกฎหมาย และมาตรฐานต่าง ๆ เช่น EU Emission Trading System (EU ETS), Fuel EU Maritime และเป้าหมายในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ขององค์กรทางทะเลระหว่างประเทศ (IMO) นอกจากนี้ ในอุตสาหกรรมเดินเรือยังมีการสั่งผลิตเรือที่ขับเคลื่อนโดยเชื้อเพลิงเมทานอลเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้ การศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตกรีนอีเมทานอลนั้น จะสามารถช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างเป็นรูปธรรม และช่วยสนับสนุนการเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำตามเป้าหมายของบริษัทต่อไป

โครงการเกี่ยวกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

- บริษัทได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) หรือ CCS Hub Model โดยจะเริ่มศึกษาในพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่ม ปตท. จังหวัดระยองและชลบุรี เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง
- บริษัทร่วมกับ บริษัท อินเป็ท คอร์ปอเรชั่น และเจซีซี ไฮโดรเจนส์ คอร์ปอเรชั่น ซึ่งเป็นพันธมิตรจากประเทศญี่ปุ่น ศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ในประเทศไทย เพื่อรองรับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคอุตสาหกรรมในอนาคต

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ตั้งอยู่ในพื้นที่ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างก่อสร้าง ซึ่งคาดว่าจะเริ่มการผลิตไฟฟ้าได้ในไตรมาส 2 ปี 2566



แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ความต้องการใช้น้ำมันดิบมีแนวโน้มลดลงในช่วงไตรมาส 2 จากความกังวลในการขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางหลายแห่งที่ส่งผลต่อการชะลอเศรษฐกิจและความต้องการใช้น้ำมัน อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องเฝ้าติดตามสัญญาณเศรษฐกิจในจีนหลังการเปิดประเทศ ซึ่งหากมีความต้องการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้จะทำให้ตลาดโดยรวมกลับมาตึงตัวและส่งผลกระทบต่อราคา และคาดว่าความต้องการใช้น้ำมันดิบจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงครึ่งปีหลังของ 2566 เนื่องจากเข้าสู่ฤดูท่องเที่ยวและมีการขยับขึ้นสูง ของทางสหรัฐฯ และยุโรป

ในด้านอุปทาน ผลจากมาตรการต่าง ๆ ของสหภาพยุโรปที่จะยุติการนำเข้าน้ำมันดิบรวมถึงการกำหนดเพดานราคาซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซีย ซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 5 ธันวาคม 2565 ไม่ได้ส่งผลกระทบต่อปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ยของรัสเซีย เนื่องจากรัสเซียยังคงจำหน่ายน้ำมันดิบได้ในภูมิภาคอื่นของโลก แต่ตลาดมีความกังวลในเรื่องการปรับลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ หลังทางกลุ่มมีมติในการปรับลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบลงกว่า 1.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน ไปตลอดทั้งปี 2566 ซึ่งจะทำให้อุปทานน้ำมันดิบตึงตัว

โดยสรุป ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าในปี 2566 อุปทานน้ำมันดิบจะยังคงตึงตัว และยังคงมีความกังวลด้านเศรษฐกิจเป็นปัจจัยสำคัญ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบเคลื่อนไหวในกรอบราคา 70 - 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องติดตามสถานการณ์ต่าง ๆ ต่อไป เช่น ภาวะเศรษฐกิจ การปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลาง แผนการใช้น้ำมันดิบจากคลังสำรองน้ำมันดิบทางยุทธศาสตร์ สงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ เป็นต้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สำหรับไตรมาส 2 - 4 ปี 2566 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณ 12 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ปริมาณรวมอยู่ที่ 433 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากปี 2565) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ประมาณ 412 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมีนาคม 2566) ทั้งนี้ ปตท.สผ. คาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2566 อยู่ประมาณ 14 - 26 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Wood Mackenzie เดือนมีนาคม 2566 และ FGE เดือนกุมภาพันธ์ 2566) โดยมีปัจจัยหลัก ได้แก่ ความต้องการใช้ LNG ในอุตสาหกรรมของภูมิภาคยุโรปที่คาดว่าจะลดลง ทำให้มี LNG มากกว่าความต้องการที่ประมาณ 2.7 ล้านตัน (ข้อมูลจาก Refinitiv เดือนมีนาคม 2566) หลังจากนั้นความต้องการ LNG มีแนวโน้มจะเพิ่มสูงขึ้นเล็กน้อยในช่วงครึ่งหลังของปีจากการเปิดเสรีการค้าสำหรับ LNG ในประเทศต่าง ๆ ของภูมิภาคเอเชียและคาดว่าประเทศในภูมิภาคยุโรปจะเริ่มเตรียมกักตุน LNG สำหรับฤดูหนาวของปี 2566 รวมถึงปัจจัยความต้องการจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจจีนซึ่งจะส่งผลอย่างมากต่อสมดุลของตลาด LNG

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2566 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.6 จากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวที่ฟื้นตัวได้ดีกว่าที่คาดการณ์ไว้ ในขณะที่การบริโภคของภาคเอกชนยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม การส่งออกสินค้าของไทยอาจได้รับผลกระทบจากแรงกดดันของภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอลง ในด้านนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงดำเนินนโยบายการเงินอย่างค่อยเป็นค่อยไปเพื่อให้การฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยเป็นไปอย่างมีเสถียรภาพ

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2566 ปัจจัยหลักยังคงเป็นเรื่องความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจโลก และนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่อาจจะยังปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยต่อไป อย่างไรก็ตาม คาดว่าเงินบาทจะเริ่มกลับมาแข็งค่าขึ้นได้ จากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยโดยเฉพาะภาคท่องเที่ยวและนโยบายการเงินธนาคารแห่งประเทศไทยซึ่งนักลงทุนได้มีการคาดการณ์ไว้ว่าจะมีการขึ้นอัตราดอกเบี้ยอีกครั้งภายในปี 2566

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 2 และปี 2566

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2566 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้



- หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
 2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2566 ที่ 75 - 80 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล
 3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
 4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ที่ประมาณ 437,000 และ 456,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ ลดลงจากปี 2565 โดยหลักจากปริมาณขายของโครงการต่างประเทศที่ลดลง

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6 - 24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 และทั้งปี 2566 จะอยู่ที่ประมาณ 5.9 และ 6.0 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ ลดลงจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากสัดส่วนปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (บงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีราคาขายก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยลดลงเมื่อเทียบกับในระบบสัมปทานเดิม รวมถึงการปรับลดลงของราคาขาย ตามราคาน้ำมันในตลาดโลกด้วย
- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันโดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2566 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าว จำนวน 4.6 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 27 - 28 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากต้นทุนต่อหน่วยของปี 2565 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่ลดลงตามราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัท และค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยที่ลดลง