บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 3 ปี 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 86.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากไตรมาส 2 ที่ 77.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากอุปทานที่ยังคงมีแนวโน้มตึงตัวจากการขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิตของประเทศซาอุดิอาระเบียและรัสเซีย สถานการณ์ความไม่สงบระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ รวมถึงตัวเลขน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่ลดลงมากกว่าที่คาดการณ์ ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันดิบเพิ่มขึ้นตามฤดูกาลในประเทศฝั่งตะวันตก ทั้งนี้ คาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 4 ปี 2566 ต่อเนื่องไปถึงไตรมาส 1 ปี 2567 จะยังคงตัวอยู่ในระดับสูงและเคลื่อนไหวในกรอบราคา 80 – 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังมีปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ แนวโน้มการเติบโตของเศรษฐกิจ การปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลาง นโยบายของกลุ่ม OPEC+ และการผลิตน้ำมันดิบจากประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ แผนการใช้น้ำมันดิบจากคลังสำรองน้ำมันดิบทางการค้าและยุทธศาสตร์ สงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาส ซึ่งอาจขยายตัวเป็นวงกว้าง

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีความสำเร็จตามแผนงานในไตรมาส 3 ปี 2566 โดยโครงการจี 1/61 ได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิตและติดตั้งแท่นผลิตใหม่เพิ่มเติม เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติไปสู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันภายในเดือนเมษายน ปี 2567 โครงการอาทิตย์สามารถรักษาระดับกำลังการผลิตเฉลี่ยที่ 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งสูงกว่าปริมาณขายก๊าซฯ ตามสัญญา และยังได้เข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการจี 12/48 จากบริษัท TotalEnergies EP Thailand ซึ่งภายหลังการซื้อขายมีผลสมบูรณ์บริษัทจะถือสัดส่วนร้อยละ 100 โดยโครงการดังกล่าวมีพื้นที่ต่อเนื่องกับโครงการจี 2/61 ที่บริษัทเป็นผู้ดำเนินการอยู่ สำหรับโครงการต่างประเทศ บริษัทยังประสบความสำเร็จในการเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบของโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช จาก 13,000 บาร์เรลต่อวัน เป็น 17,000 บาร์เรลต่อวัน ตั้งแต่เดือนสิงหาคมที่ผ่านมาอีกด้วย

ในส่วนของความคืบหน้าในธุรกิจใหม่ ธุรกิจย่อย VARUNA ภายใต้บริษัท เอไอ แอนด์โรโบติกส์เวนเจอร์ส (ARV) ได้นำแพลตฟอร์ม Varuna Land Monitoring Forest ไปให้บริการแก่องค์กรด้านธุรกิจพลังงานขนาดใหญ่ในประเทศไทย เพื่อให้สามารถติดตามการเปลี่ยนแปลงของพื้นที่สีเขียวและส่งผลประเมินความสมบูรณ์ของป่าเป็นรายปี อีกทั้งสามารถต่อยอดนำไปประเมินปริมาณการดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ และธุรกิจย่อย Zeaquest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA และบริษัทเมอร์เมด ซับซี เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) ชนะการประมูลสัญญาให้บริการด้านการตรวจสอบและซ่อมบำรุงโครงสร้างใต้ทะเล ในอ่าวเมาะตะมะ ประเทศเมียนมา

สำหรับผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 3 ปี 2566 ปรับตัวลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า เป็นผลมาจากการรับรู้ผลขาดทุนที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าและสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งไตรมาสก่อนรับรู้เป็นกำไร ในขณะที่กำไรจากการดำเนินงานปกติลดลงเช่นกัน แม้ว่าปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 467,452 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน จากปริมาณขายน้ำมันดิบจากโครงการในประเทศโอมานและมาเลเซียเพิ่มขึ้น และโครงการจี 1/61 สามารถเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติมาอยู่ที่ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันได้เต็มไตรมาส ประกอบกับราคาน้ำมันในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์เพิ่มจากไตรมาสก่อนหน้ามาอยู่ที่ 48.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบก็ตาม ต้นทุนต่อหน่วยของบริษัทได้เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 29.12 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมถึงมีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการในประเทศโอมานและมาเลเซียอีกด้วย ในส่วนของฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2566 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 24,719 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสด 3,036 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 10,627 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,601 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 14,092 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.26 เท่า

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2566	เก้าเดือน ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	2,074	2,292	2,617	+218	-325	6,646	7,008	-362
รายได้จากการขาย *	1,924	2,193	2,388	+269	-195	6,310	6,801	-491
EBITDA **	1,505	1,651	1,838	+146	-187	4,772	5,255	-483
กำไรสำหรับงวด	610	514	664	-96	-150	1,694	1,581	+113
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.14	0.13	0.17	-0.01	-0.04	0.41	0.40	+0.01
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	585	539	706	-46	-167	1,717	1,922	-205
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	25	(25)	(42)	-50	+17	(23)	(341)	+318

* *รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

** *ไม่รวมขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในประเทศสหราชอาณาจักรที่รับรู้ในระหว่างปี 2565*

กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

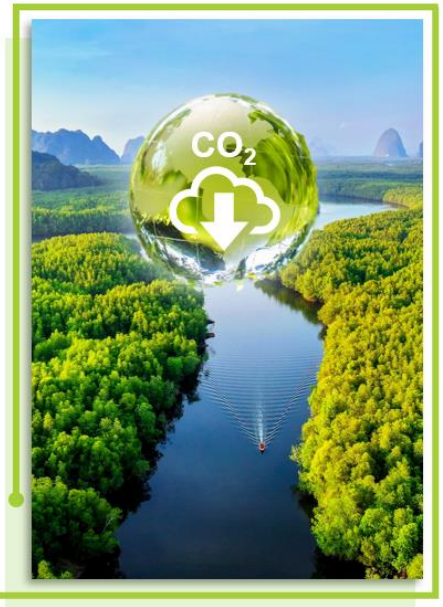
กลยุทธ์

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
  - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดิบ
- 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
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture, Utilization, and Storage: CCUS) การต่อยอดเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมถึงพลังงานในอนาคต
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

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

❶ *การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล*

มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใสและมีประสิทธิภาพ ยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล มีการกำกับดูแลการบริหารความเสี่ยง การควบคุมภายใน ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

- จัดให้มีการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Assessment) เพื่อประเมินผลการดำเนินงานด้าน GRC ของปตท.สผ. และโครงการในประเทศมาเลเซีย พร้อมทั้งจัดทำแผนพัฒนาเพื่อเพิ่มระดับวุฒิภาวะด้าน GRC ไปสู่ระดับสูงสุดตามเป้าหมายระยะยาวในปี 2573
- มีการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน Enterprise Risk Management (ERM Maturity Assessment) เพื่อพัฒนางานด้านการบริหารความเสี่ยง โดยได้รับผลการประเมินในภาพรวมอยู่ในระดับเทียบเคียงกับระดับอุตสาหกรรม รวมถึงพัฒนาระบบ Risk Management อย่างต่อเนื่อง โดยการเพิ่มความสามารถของ Chatbot ในการตอบคำถามเกี่ยวกับระบบการบริหารความเสี่ยง และใช้สื่อสารกับพนักงานที่รับผิดชอบด้านการบริหารความเสี่ยง
- พัฒนาระบบ ONE BCMS เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารจัดการระบบความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management: BCM) โดยทำการรวมศูนย์การจัดการมาที่ส่วนกลาง เพื่อให้การพัฒนา BCM ในทุกพื้นที่ภายในองค์กรเป็นไปในทิศทางและรูปแบบเดียวกัน และได้ปรับปรุงการดูแล ISO 22301 BCMS certificate ทั้งหมด 5 ฉบับ ให้เหลือแค่ 1 ฉบับ
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง โดยเพิ่มเติมส่วนของการรายงานสถานะของการดำเนินธุรกิจอย่างต่อเนื่อง
- สื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อสร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่อง เช่น เรียนรู้ GRC Case Study ผ่านกิจกรรม GRC Roadshow ตามโครงการต่าง ๆ จัดหลักสูตร e-Learning รวมถึงส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก โดยการเผยแพร่ผ่านช่องทาง Explorer's Journal กิจกรรมเยี่ยมชมกิจการของผู้ถือหุ้น และ Facebook: PTTEP Shareholders Society นอกจากนี้มีการเผยแพร่แนวทางการดำเนินงานของบริษัทด้าน GRC ให้กับบริษัทจดทะเบียนที่สนใจอีกด้วย

ในด้านสิทธิมนุษยชน บริษัทมีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล แสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี ครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัทและพื้นที่ปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุน โดยในไตรมาส 3 ปี 2566 ได้ทำการปรับปรุงการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนให้มีความเข้มข้นมากขึ้น โดยปรับปรุงเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงในเรื่องผลกระทบ (Severity) และความเป็นไปได้ที่จะเกิดประเด็นด้านสิทธิมนุษยชน (Likelihood) ทั้งนี้ ยังได้เปิดตัวหลักสูตรอบรมด้านสิทธิมนุษยชนระดับ Intermediate ในรูปแบบออนไลน์ให้กับพนักงานทั่วทั้งองค์กร โดยมุ่งหวังให้ทุกคนมีความรู้เพียงพอที่จะช่วยป้องกันการเกิดการละเมิดด้านสิทธิมนุษยชนจากการดำเนินงานในทุกพื้นที่ดำเนินงาน ครอบคลุมประเด็นที่เกี่ยวเนื่องกับพนักงาน ความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ห่วงโซ่อุปทาน และชุมชน

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในไตรมาส 3 ปี 2566 มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.08 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.64 เคสต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งอยู่ในระดับดีกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์ (Human Factor) และการเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต

❷ *การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม*

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถ

นำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ และการเป็นองค์กรที่ปราศจากของเสียที่เป็นขยะที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 โดยในส่วนของการนำโครงสร้างหลักกลับมาใช้งานใหม่ (Main Structure Reuse) ในไตรมาส 3 ปี 2566 มีการจัดเตรียมข้อมูลเพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายในส่วนขยายของโครงการนำส่วนบนของแท่นผลิตอาทิตย์มาใช้ซ้ำร่วมกับพันธมิตรทางธุรกิจ นอกจากนี้ บริษัทยังเน้นการสร้างมูลค่าให้กับของเสียแทนการกำจัดโดยวิธีฝังกลบ เช่น การนำของเสียไปกำจัดด้วยวิธีการเผาเพื่อเอาพลังงานความร้อนมาใช้สำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า การนำของเสียอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้ไปผลิตปุ๋ยหมักหรือก๊าซชีวภาพ และบริษัทยังพิจารณาวิธีจัดการที่เป็นการนำของเสียเข้าสู่การหมุนเวียนเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่เพื่อสนับสนุนการจัดการของเสียอย่างยั่งยืน

- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่งตามเป้าหมายการสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมด และสร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญสามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงาน ได้แก่

  1) การสำรวจและผลิตเพื่อพิทักษ์อนุรักษ์ทะเล (Sustainable Ocean-Friendly Operations) โดยเน้นเรื่องของความปลอดภัย และการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท.สผ. ดำเนินงาน โดยในไตรมาส 3 ปี 2566 หลังจากที่ได้มีการลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MOA) โครงการศึกษาวิจัยการจัดสร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลเพื่อการประมงจากขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย บริษัทและคณะกรรมการที่ปรึกษาโครงการ ซึ่งประกอบด้วยผู้บริหารจากหน่วยงานความร่วมมือทั้ง 5 หน่วยงาน ได้แก่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กองทัพเรือ ศูนย์อำนวยการรักษาผลประโยชน์ของชาติทางทะเล กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง และกรมเจ้าท่า ร่วมด้วยสมาคมการประมงแห่งประเทศไทยและสมาพันธ์ชาวประมงพื้นบ้านและที่ปรึกษาโครงการ ได้มีการประชุมร่วมกัน เพื่อรายงานขอบเขตการศึกษาตามบันทึกข้อตกลงและแผนการดำเนินงาน รวมถึงรับฟังข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่อการศึกษาในอนาคต

  2) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) บริษัทได้มีโครงการศึกษาแผนที่การไหลเวียนของกระแสน้ำและอุณหภูมิผิวน้ำ โดยใช้ทุ่นกระแสสมุทรและเทคโนโลยีการติดตามการเคลื่อนที่ผ่านดาวเทียม ซึ่ง ปตท.สผ. ร่วมมือกับสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำ (องค์การมหาชน) หรือ สสน. และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ โดยในไตรมาส 3 บริษัทได้ปล่อยทุ่นกระแสสมุทรครบถ้วนตามแผนที่กำหนดไว้ ครอบคลุมตลอดทุกช่วงฤดูกาล ติดตั้งเซนเซอร์วัดอุณหภูมิผิวน้ำพร้อมการติดตามตำแหน่งทุ่นกระแสสมุทรด้วยเทคโนโลยีติดตามการเคลื่อนที่ผ่านดาวเทียม และแสดงผลข้อมูลแบบ Real Time ผ่านแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเล (PTTEP Ocean Data Platform) ของ ปตท.สผ. ซึ่งสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่องสูงสุดถึง 40 วัน นับว่าเป็นครั้งแรกในประเทศไทยที่มีการปล่อยทุ่นกระแสสมุทรจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง ทั้งนี้ ข้อมูลดังกล่าวถือว่าเป็นประโยชน์ในการบูรณาการงานวิจัยด้านสมุทรศาสตร์บริเวณอ่าวไทย โดยจะถูกนำมาใช้ต่อยอดทำแผนอนุรักษ์ แผนรองรับสถานการณ์ฉุกเฉิน รวมถึงการต่อยอดแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ต่าง ๆ เช่น คาดการณ์การเคลื่อนที่ของขยะทะเล ผลกระทบจากภาวะโลกร้อน และกระแสน้ำที่จะกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงของระบบนิเวศ เป็นต้น

  3) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services Value) ในไตรมาส 3 ปี 2566 จากการส่งเสริมการเพาะฟักสัตว์น้ำวัยอ่อนอย่างต่อเนื่อง ทำให้บริษัทสามารถปล่อยลูกปูและพันธุ์สัตว์น้ำกว่า 1,500 ล้านตัว และวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลเพิ่มเติมจำนวน 8 แห่ง เกิดพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งทะเลรวม 11.8 ตารางกิโลเมตร รวมทั้งบริษัทยังร่วมมือกับมหาวิทยาลัยท้องถิ่นพัฒนานวัตกรรมทุ่นลอยจากขยะพลาสติกเพื่อใช้ทดลองวางในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเล และวางแผนทดสอบกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง นอกจากนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการสร้างรายได้เพิ่มให้กับชุมชนที่เข้าร่วมโครงการของบริษัท ปัจจุบัน บริษัทสามารถก่อตั้งกลุ่มอาชีพผลิตและจำหน่ายอาหารทะเลได้จำนวน 10 กลุ่ม นอกจากที่กล่าวมาในข้างต้น บริษัทยังจัดกิจกรรมเครือข่ายเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติรวม 11 ครั้ง มีผู้เข้าร่วมสะสมกว่า 1,315 คน

❸ *การบริหารจัดการทางการเงิน*

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 3 ปี 2566 บริษัทมีเงินสดคงเหลือในมือ 3,036 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีภาระหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,601 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ประมาณ 0.26 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

เมื่อวันที่ 29 สิงหาคม 2566 ปตท.สผ. จ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนแรกของปี 2566 ที่อัตราหุ้นละ 4.25 บาท เป็นจำนวน 495 ล้านดอลลาร์สรอ. โดยภายหลังการจ่ายเงินปันผลดังกล่าว บริษัทยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอต่อการดำเนินการและการลงทุน มีสภาพคล่องและสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และภาวะเศรษฐกิจโลก รวมถึงแผนการลงทุนตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท

ในด้านการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลักที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap ตามความเหมาะสม เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน สำหรับความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัท เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

❹ *การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี*

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดยมีเป้าหมายหลัก 3 ด้าน ได้แก่ 1) เพื่อเพิ่มมูลค่าและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 2) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ และ 3) เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและธุรกิจใหม่

โดยในไตรมาส 3 ปี 2566 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 68 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) และตัวกรองสิ่งปนเปื้อน (Filtration) ไปใช้กับแหล่งผลิตในอ่าวไทยและต่างประเทศ ซึ่งมีผลในการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับสนับสนุนการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างในแหล่งผลิตปิโตรเลียม ได้แก่
    - การพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปใช้สำหรับการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย และพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น รวมทั้งรองรับท่อขนาดอื่นเพิ่มเติมเพื่อให้สามารถนำไปใช้ได้กับทุกแหล่งผลิตของ ปตท.สผ.
    - การพัฒนาวิธีการปิดและสละหลุมผลิตด้วยปฏิกิริยาเทอร์ไมต์ ปัจจุบันประสบความสำเร็จในการทดลองในขั้นต้นแบบและอยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการทดสอบในขั้นนำร่องในแหล่งผลิตปิโตรเลียมของ ปตท.สผ.
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) และอากาศยานไร้คนขับสำหรับการตรวจสอบแท่นผลิตและการขนส่งอุปกรณ์ (Inspection and Delivery Drone) อยู่ระหว่างการพัฒนาและทดสอบอุปกรณ์ต้นแบบ และมีแผนงานที่จะนำไปทดสอบใช้งานในแหล่งผลิตภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2566
- โครงการพัฒนาการเคลือบผิวของเหล็กกล้าคาร์บอน (Carbon Steel) และเหล็กกล้าไร้สนิม (Stainless Steel) ด้วยสารเคลือบที่มีคุณสมบัติคล้ายเพชร (Diamond-Liked Carbon) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการทดสอบเครื่องเคลือบต้นแบบ โดยการทดสอบจะแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 4 ของปี 2566 และจะนำอุปกรณ์ที่ผ่านการเคลือบผิวไปทดสอบใช้งานในแหล่งผลิตในปี 2567
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ได้แก่
    - โครงการพัฒนาปล่องเผาทิ้งที่ใช้พลังงานความร้อนต่ำเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ปัจจุบันได้มีการดำเนินการออกแบบทางวิศวกรรมแล้วเสร็จและอยู่ระหว่างการจัดซื้อจัดจ้างเพื่อติดตั้งอุปกรณ์ในแหล่งจี 2/61 ในปี 2567

- โครงการพัฒนาการนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปใช้ประโยชน์ด้วยการเปลี่ยนเป็นหินแร่เพื่อเพิ่มความแข็งแรงของปะการังเทียมและนำไปใช้เพื่อการฟื้นฟูทรัพยากรประมงทะเล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการผลิตปะการังเทียมต้นแบบเพื่อนำไปทดสอบร่วมกับกับกรมประมง
- โครงการทดสอบเทคโนโลยีดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากปล่องระบายก๊าซของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีการใช้ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม อยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในแหล่งผลิตของปตท.สผ.
- โครงการทดสอบเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน อยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานคลื่น และแผงผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบลอยน้ำมาใช้ในกระบวนการผลิตนอกชายฝั่ง
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากอากาศ (Direct Air Capture) อยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ต้นแบบและพัฒนาตัวดูดซับสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยตัวดูดซับชนิดของแข็ง และอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ในห้องทดลองสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยวิธีไฟฟ้าเคมี

- โครงการพัฒนาสนามทดลองเทคโนโลยีพลังงานสะอาด ปัจจุบันอยู่ระหว่างการติดตั้งอุปกรณ์กักเก็บพลังงานเพื่อทำงานร่วมกับเทคโนโลยีผลิตพลังงานหมุนเวียน และอยู่ระหว่างการเตรียมพื้นที่สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์ผลิตพลังงานไฮโดรเจน ซึ่งจะเริ่มดำเนินการในปี 2567
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่องซึ่งจะแล้วเสร็จภายใน Q4/2567 และการศึกษาความเป็นไปได้ทางธุรกิจ นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาวิธีการนำท่อนาโนคาร์บอนไปใช้ประโยชน์ในหลายผลิตภัณฑ์ เช่น แบตเตอรี่ อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน วัสดุคอมโพสิต เป็นต้น

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ในไตรมาส 3 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
- รางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชน ประเภทรัฐวิสาหกิจ ในระดับดีเด่น ประจำปี 2566 ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุด ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ทั้งนี้ ปตท.สผ. ยึดมั่นหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี มีความรับผิดชอบต่อสังคม และนำหลักสิทธิมนุษยชนสากลมาใช้เป็นพื้นฐานของการดำเนินงานในทุกพื้นที่ปฏิบัติการ นอกจากนี้ ยังสนับสนุนความหลากหลายและความเสมอภาคของพนักงานในองค์กร มีการกำหนดแนวปฏิบัติในการป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนเชิงรุก รวมถึงให้ความสำคัญกับกระบวนการในการปกป้องและเยียวยาผู้ที่อาจได้รับผลกระทบจากการดำเนินงาน ทั้งยังมุ่งมั่นปลูกฝังความรับผิดชอบร่วมด้านสิทธิมนุษยชนในองค์กรอีกด้วย
- 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

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

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2566

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยไตรมาส 3 ปี 2566 อยู่ที่ 86.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ที่ 77.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยหลักจากอุปทานน้ำมันดิบที่ตึงตัวจากการขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิตของซาอุดิอาระเบียและรัสเซีย ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล เนื่องจากเป็นฤดูร้อนของชาติตะวันตก ซึ่งกิจกรรมการเดินทางและท่องเที่ยวเพิ่มมากขึ้น

เดือนกรกฎาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 80.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้าประมาณ 5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปทานน้ำมันดิบที่ตึงตัว จากการขยายระยะเวลาการปรับลดกำลังการผลิตของซาอุดิอาระเบียไปอีก 1 เดือน และรัสเซียปรับลดการส่งออกเพิ่มเติมในเดือนสิงหาคม ซึ่งเพิ่มเติมจากข้อตกลงการปรับลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจก่อนหน้านี้ รวมถึงปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่มีแนวโน้มลดลงจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้น

เดือนสิงหาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบเพิ่มขึ้นต่อเนื่องสู่ระดับ 86.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หลังซาอุดิอาระเบียประกาศขยายเวลาการปรับลดกำลังการผลิตน้ำมันโดยสมัครใจ ปริมาณ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ต่อไปจนถึงสิ้นเดือนกันยายน เช่นเดียวกับรัสเซียซึ่งประกาศลดการส่งออกน้ำมันจำนวน 300,000 บาร์เรลต่อวันในเดือนกันยายน ขณะที่ตัวเลขน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ลดลงมากกว่าที่นักวิเคราะห์คาดการณ์ไว้ อีกทั้งสถานการณ์ความไม่สงบระหว่างรัสเซีย และยูเครนยังคงทวีความรุนแรงมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง

ในเดือนกันยายน ราคาน้ำมันดิบดูไบเพิ่มขึ้นสูงสุดที่เฉลี่ย 93.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยราคาน้ำมันดิบคงตัวในระดับสูงหลังซาอุดิอาระเบียขยายระยะเวลาปรับลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบจนถึงสิ้นปีนี้ เช่นเดียวกันกับรัสเซียที่ขยายระยะเวลาลดการส่งออกน้ำมันดิบถึงสิ้นปี ขณะที่วิกฤตอสังหาริมทรัพย์ในจีนมีแนวโน้มคลี่คลายลง ภายหลังบริษัท Country Garden ซึ่งเป็นบริษัทอสังหาริมทรัพย์ขนาดใหญ่ของจีน สามารถที่จะชำระหนี้หุ้นกู้ได้ตามกำหนด อย่างไรก็ตาม ตลาดมีแนวโน้มได้รับแรงกดดันจากตัวเลขทางเศรษฐกิจของสหภาพยุโรปที่ยังคงอ่อนแอ รวมถึงการคาดการณ์ว่าอุปทานน้ำมันดิบในภูมิภาคอื่น ๆ นอกเหนือจากกลุ่ม OPEC+ จะมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 3 ปี 2566 ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 จากราคาเฉลี่ย 10.90 มาอยู่ที่ 12.55 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู สาเหตุหลักมาจากการนัดหยุดงานของสหภาพแรงงานที่โรงงาน LNG ในออสเตรเลียและการซ่อมบำรุง ซึ่งมีผลต่ออุปทานของ LNG โดยราคาเริ่มปรับตัวขึ้นเล็กน้อยในเดือนกรกฎาคมที่ 11.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จากการหยุดซ่อมบำรุงของ Sakhalin II ในรัสเซีย ในเดือนสิงหาคม ราคาปรับตัวขึ้นมาที่ 12.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จากการนัดหยุดงานของสหภาพแรงงานในออสเตรเลีย และปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องมาอยู่ที่ 13.88 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนกันยายน จากการหยุดงานของสหภาพแรงงานในออสเตรเลียซึ่งยังดำเนินต่อเนื่อง ประกอบกับการหยุดซ่อมบำรุงใน Continental Shelf ในนอร์เวย์ และ Cove Point ในสหรัฐอเมริกา รวมถึงความต้องการที่เพิ่มขึ้น จากการที่ประเทศในเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือซื้อ Spot LNG เพื่อรองรับความต้องการในฤดูหนาว

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมถึงกรกฎาคม ปี 2566 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2565 โดยการเพิ่มขึ้นนี้ส่วนใหญ่อยู่ในรูปแบบของการใช้ก๊าซธรรมชาติ และ LNG เพื่อการผลิตไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

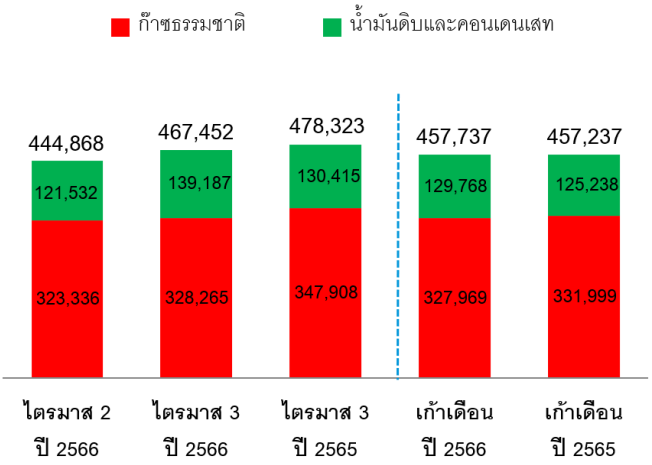
ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2566 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงจาก 35.59 บาท เมื่อสิ้นไตรมาส 2 มาปิดที่ 36.56 บาท ณ สิ้นไตรมาส 3 โดยปัจจัยหลักที่ทำให้เงินบาทอ่อนค่าเกิดจากการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ จาก 5.00% - 5.25% เป็น 5.25% - 5.50% และส่งสัญญาณว่าอาจจะมีการขึ้นอัตราดอกเบี้ยอีกครั้งในปีนี้เพื่อควบคุมอัตราเงินเฟ้อ ส่งผลให้ตลาดคาดการณ์ว่าอัตราดอกเบี้ยสหรัฐฯ จะยังคงอยู่ในระดับสูงต่อเนื่องนานกว่าที่เคยประเมินไว้ ขณะที่ธนาคารแห่งประเทศไทยปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายจาก 2.25% เป็น 2.50% แต่ตลาดยังมีความกังวลเรื่องตัวเลขการขาดดุลบัญชีเดินสะพัด และการฟื้นตัวของเศรษฐกิจจีนที่ยังต่ำกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ จึงส่งผลทำให้มีเงินทุนไหลออกนอกประเทศต่อเนื่องและกดดันให้ค่าเงินบาทอ่อนค่าในไตรมาสนี้

ผลการดำเนินงาน

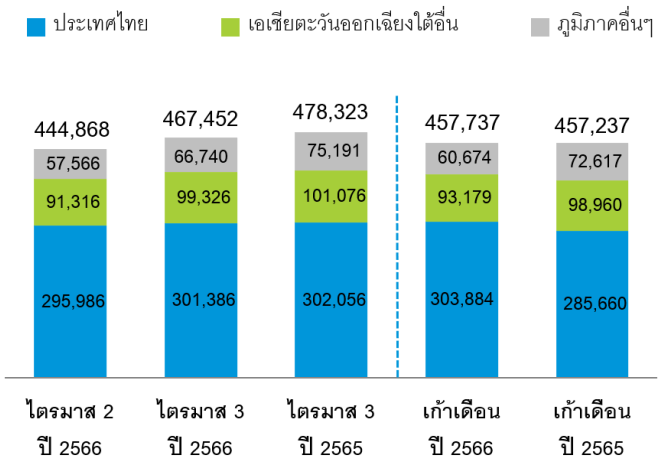
ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2566	เก้าเดือน ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	45.72	48.62	53.68	+2.90	-5.06	48.14	53.62	-5.48
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	73.66	81.89	97.94	+8.23	-16.05	78.10	98.44	-20.34
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.87	5.75	6.18	-0.12	-0.43	6.05	6.12	-0.07
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	77.59	86.63	96.68	+9.04	-10.05	81.53	100.29	-18.76

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566

ไตรมาส 3 ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 467,452 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 444,868 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 1/61 บรรลุเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอัตราเฉลี่ย 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเมื่อปลายเดือนมิถุนายนปีนี้ นอกจากนั้นโครงการมาเลเซีย แปลง เค มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น เนื่องจากไตรมาสก่อนมีการปิดซ่อมบำรุงถังเก็บน้ำมันในเรือ FPSO ในขณะเดียวกันราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 เป็น 48.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 2 ปี 2566 : 45.72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2566 กับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 478,323 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 2 โดยหลักจากโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อเดือนมีนาคมปีนี้ และโครงการโอมาน แปลง 61 มีสัดส่วนการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณลดลง สุทธิกับโครงการจี 2/61 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการจี 1/61 ที่บรรลุเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเมื่อปลายเดือนมิถุนายนปีนี้ ในขณะเดียวกันราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 9 เป็น 48.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 3 ปี 2565 : 53.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2565 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเป็น 457,737 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (งวดเก้าเดือน ปี 2565 : 457,237 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 รับรู้ปริมาณการขายเต็มงวดเก้าเดือน ประกอบกับโครงการจี 1/61 บรรลุเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันเมื่อปลายเดือนมิถุนายนปีนี้ อย่างไรก็ตามสุทธิกับปริมาณการขายที่ลดลงจากโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทาน และโครงการโอมาน แปลง 61 มีสัดส่วนการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 10 เป็น 48.14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดเก้าเดือน ปี 2565 : 53.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 16 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 610 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น แต่กำไรสุทธิลดลงโดยหลักจากเครื่องมือทางการเงินเปลี่ยนแปลงจากกำไรในไตรมาสก่อนเป็นขาดทุนในไตรมาสนี้ รวมถึงค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 539 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีกำไร 585 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น แต่กำไรลดลงโดยหลักจากภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 112 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซีย ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 90 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายและค่าใช้จ่ายจากการปิดซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 69 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 มีปริมาณการขายและสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น ในส่วนของค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในประเทศไทย และประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีกำไร 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากเครื่องมือทางการเงิน โดยไตรมาสนี้มีขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพียงเล็กน้อย ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไรที่ 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามเงินบาทที่อ่อนค่าลง ประกอบกับขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาสนี้ (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไร 2 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 4 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 23 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง และสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงจากกำไรในไตรมาส 3 ปีก่อนเป็นขาดทุนในไตรมาสนี้ โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 539 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไร 706 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 195 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 37 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 มีค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการมาเลเซียมีค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าภาคหลวงลดลง 64 ล้านดอลลาร์สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และโครงการในประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 จำนวน 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากไตรมาส 3 ปีก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน PTTEP BL จำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. ประกอบกับไตรมาสนี้มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ สุทธิกับสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าลดลง 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาส 3 ปีก่อน รวมถึงประเทศมาเลเซียมีค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับ Functional Currency ลดลง 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. อย่างไรก็ตามมีการรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาสนี้ (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 10 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 3 ปีก่อนเป็นกำไรที่ 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 64 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 จำนวน 1,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 1,581 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นโดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลงอย่างมาก โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 จำนวน 1,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 จำนวน 1,717 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 205 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีกำไร 1,922 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 491 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 156 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช รวมถึงโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าภาคหลวงลดลง 173 ล้านดอลลาร์สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และโครงการในประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายลดลง นอกจากนั้นภาษีเงินได้ลดลง 157 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย ประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซียตามกำไรที่ลดลง ในส่วนของรายได้ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากอัตราดอกเบี้ยที่สูงขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีขาดทุน 341 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market ลดลง 5 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปีก่อน ประกอบกับงวดเก้าเดือนปีก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน PTTEP BL จำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2566	เก้าเดือน ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	626	640	610	+14	+30	1,929	1,922	+7
ประเทศไทย	384	375	421	-9	-46	1,172	1,319	-147
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	173	187	261	+14	-74	524	577	-53
ตะวันออกกลาง	39	59	64	+20	-5	166	174	-8
ออสเตรเลีย	(1)	-	(31)	+1	+31	(1)	(32)	+31
อเมริกา	(3)	(2)	(96)	+1	+94	(8)	(107)	+99
แอฟริกา	33	19	(10)	-14	+29	72	(19)	+91
อื่นๆ	1	2	1	+1	+1	4	10	-6
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(16)	(126)	54	-110	-180	(235)	(341)	+106
กำไรสำหรับงวด	610	514	664	-96	-150	1,694	1,581	+113

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 610 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการขาดทุนเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 110 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรเพิ่มขึ้น โดยหลักจากเขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง 20 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 110 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีขาดทุนสุทธิ 16 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากเครื่องมือทางการเงิน โดยไตรมาสนี้มีขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพียงเล็กน้อย ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไรตามเงินบาทที่อ่อนค่าลง ประกอบกับไตรมาสนี้รับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• ตะวันออกกลาง

ในไตรมาส 3 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 59 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 39 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการในประเทศโอมาน

ไตรมาส 3 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 180 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรเพิ่มขึ้น โดยหลักจากเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 74 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 180 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 3 ปีก่อนรับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• อเมริกา

ในไตรมาส 3 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์อเมริกามีขาดทุนสุทธิ 2 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ไตรมาส 3 ปีก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน PTTEP BL จำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ.

• เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 3 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 187 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 261 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงจากโครงการมาเลเซีย

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 1,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 1,581 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการขาดทุนลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 106 ล้านดอลลาร์ สรอ. ประกอบกับส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรเพิ่มขึ้น โดยหลักจากเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. แอฟริกา 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับประเทศไทยลดลง 147 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 235 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 106 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 341 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลงจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปีก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• อเมริกา

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์อเมริกามีขาดทุนสุทธิ 8 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 107 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากงวดเก้าเดือนปีก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน PTTEP BL จำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ.

• แอฟริกา

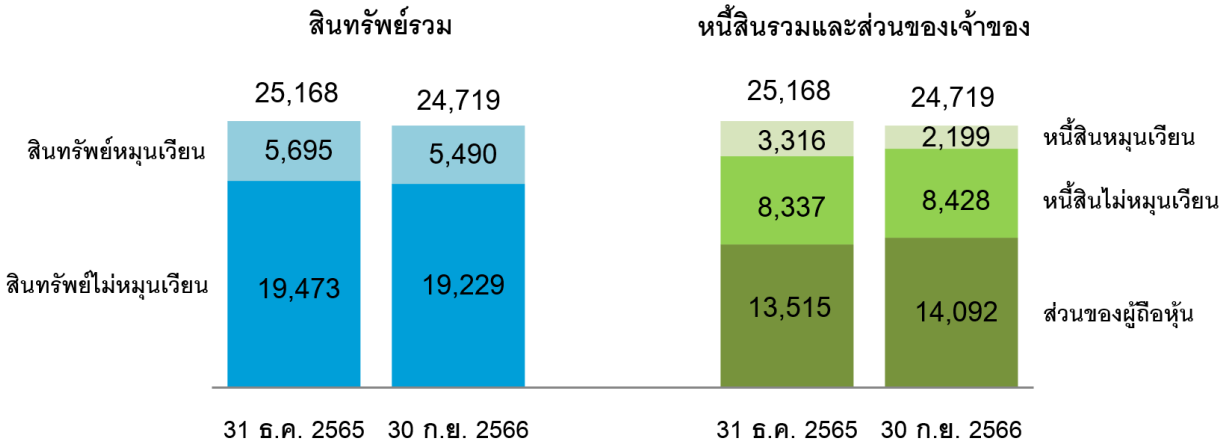
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกามีกำไรสุทธิ 72 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 19 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร ราเคซ ที่เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีก่อน

• ประเทศไทย

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2566 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 1,172 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 147 ล้านดอลลาร์ สรอ. สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 1,319 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง สุทธิกับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 24,719 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 449 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 25,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยลดลง 205 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 503 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมถึงสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 174 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการปรับปรุงรายการบัญชีเงินจ่ายล่วงหน้าที่เกี่ยวข้องกับประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต ซึ่งเป็นไปตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช อย่างไรก็ตาม สุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้น 259 ล้านดอลลาร์ สรอ. และลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 133 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์สิทธิการใช้ ค่าความนิยม และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า แม้ว่าที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 459 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า และโครงการเอส 1 แต่สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนโดยรวมลดลง 244 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 393 ล้านดอลลาร์ สรอ. และค่าความนิยมลดลง 75 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช ในขณะเดียวกันสินทรัพย์สิทธิการใช้ลดลง 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากค่าเสื่อมราคาสะสมระหว่างงวด และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าลดลง 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซีย

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,627 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 1,026 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 11,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น โดยลดลง 1,117 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 475 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการจ่ายภาษีสำหรับปี ปี 2565 ในเดือนพฤษภาคม ปี 2566 ประกอบกับประมาณการหนี้สินระยะสั้นลดลง 399 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช และประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา นอกจากนั้นเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นลดลง 160 ล้านดอลลาร์ สรอ.

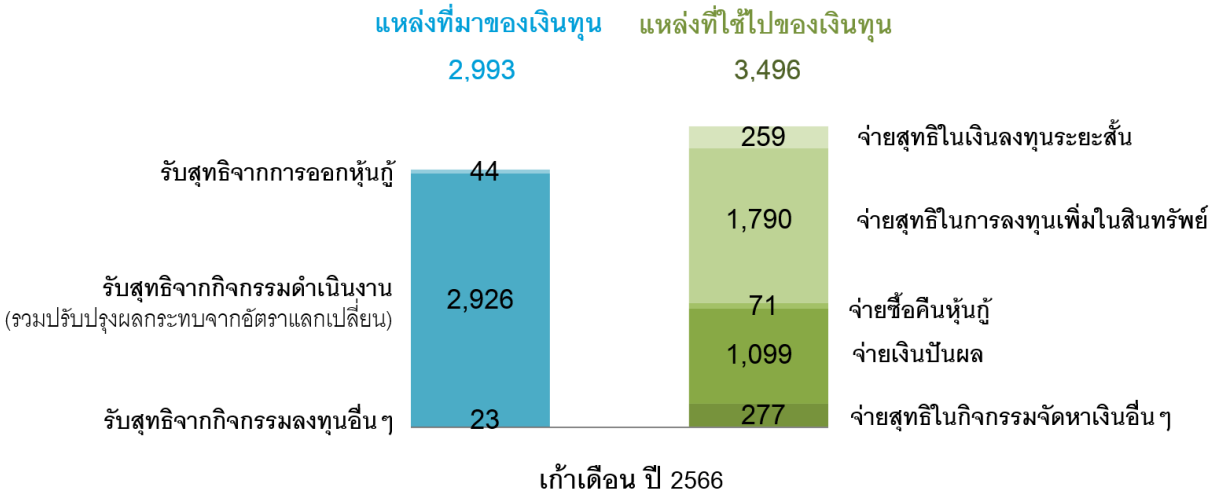
(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หุ้นกู้ หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต โดยเพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 284 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามหนี้สินตามสัญญาเช่าลดลง 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมถึงหุ้นกู้ลดลง 82 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการซื้อคืนหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิของบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด สุทธิกับการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 1,500 ล้านบาท (เทียบเท่า 45 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 30 กันยายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 14,092 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 577 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 13,515 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวดเก้าเดือน ปี 2566 สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน และสิงหาคม ปี 2566 โดยส่วนของเจ้าของนี้ได้รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการออกหุ้นสามัญใหม่ของบริษัทย่อยในเครือบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด ให้แก่ผู้ลงทุนภายนอก

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



เก้าเดือน ปี 2566

ณ วันที่ 30 กันยายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,036 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 503 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,539 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,993 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ รวมถึง**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมจัดหาเงิน**จากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 1,500 ล้านบาท (เทียบเท่า 44 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 3,496 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์**เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า และโครงการเอส 1 ประกอบกับ**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมลงทุน**จากการจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น และ**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2565 และงวดหกเดือนแรกของปี 2566 การจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างงวดเก้าเดือน ปี 2566 รวมถึงการจ่ายซื้อคืนหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิของบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2566	ไตรมาส 3 ปี 2565	เก้าเดือน ปี 2566	เก้าเดือน ปี 2565
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* Margin)	76.90	74.24	75.61	74.46	76.08
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	16.81	15.55	15.14	15.55	15.14
อัตรากำไรสุทธิ	23.30	22.51	20.78	22.51	20.78
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.26	0.26	0.33	0.26	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA*	0.58	0.59	0.62	0.59	0.62

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)

ณ ไตรมาส 3 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 14 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาส 3 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 301,386 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 65 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 99,326 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 21 ของปริมาณการขายทั้งหมด

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

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. **อาทิตย์**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากแท่นหลุมผลิตใหม่ และสามารถผลิตก๊าซฯ ได้ที่อัตราเฉลี่ย 350 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างต่อเนื่อง
3. **คอนแทร็ค 4**	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในไตรมาส 3 ปี 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 ภายหลังจากได้รับการอนุมัติจากรัฐบาล ทั้งนี้ คาดว่าการซื้อขายดังกล่าวจะเสร็จสมบูรณ์ภายในปี 2566
6. **จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)**	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 400 - 420 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมผลิต และติดตั้งแท่นผลิตใหม่เพิ่มเติมอีกจำนวน 3 แท่น พร้อมคงเป้าหมายเพิ่มการผลิตไปที่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในเดือนเมษายน ปี 2567
7. **จี 2/61 (แหล่งบงกช)**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 825 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และได้ดำเนินการสร้างและติดตั้งแท่นผลิตและเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับการผลิตตามสัญญา
8. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA)**	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการได้เจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนาเพิ่มเติม เพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการในระยะต่อไป
***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)*			
9. **จี 1/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และจะเริ่มดำเนินกิจกรรมสำรวจต่อไป
10. **จี 3/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว และจะเริ่มดำเนินกิจกรรมสำรวจต่อไป

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเมียนมา			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
11. **ซอติก้า**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในไตรมาส 3 ปี 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	เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) โดยในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการดำเนินการผลิตปกติตามแผนงาน
15. **มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311**	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการมีการหยุดการผลิตเพื่อซ่อมบำรุงประจำปีซึ่งสำเร็จด้วยดี และสามารถกลับมาดำเนินการผลิตได้ตามแผนที่วางไว้
16. **มาเลเซีย แปลง เอช**	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ตามแผนงาน เพื่อรองรับความต้องการของผู้ซื้อ
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 และวางแผนเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม นอกจากนั้น โครงการได้เริ่มทำการศึกษาการพัฒนาในแหล่ง Dokong เพิ่มอีก 1 แหล่ง
19. **มาเลเซีย เอสเค 405 บี**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียม และจะพิจารณาแผนการพัฒนาที่เหมาะสมต่อไป โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2568
20. **มาเลเซีย เอสเค 438**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจแล้วเสร็จจำนวน 2 หลุมตามแผนงาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างการประเมินผลและศักยภาพต่อไป

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
21. **มาเลเซีย เอสเค 314 เอ**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการดำเนินการขยายระยะเวลาสำรวจระยะที่ 4 แล้วเสร็จ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการประเมินศักภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการสำรวจต่อไป
22. **มาเลเซีย พีเอ็ม 407**	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการประเมินผลศักยภาพของหลุมสำรวจตามข้อผูกพันของแปลงสำรวจแล้วเสร็จ
23. **มาเลเซีย พีเอ็ม 415**	70%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในปี 2565 โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพของโครงสร้างอื่นๆ ทั้งหมดในแปลงสัมปทาน และพบว่าไม่มีโครงสร้างที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการสำรวจและการพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้ ไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการยื่นขอคืนแปลงสำรวจหลังจากครบอายุช่วงเวลาสำรวจ
24. **มาเลเซีย เอสบี 412**	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการศึกษาด้านธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ
25. **มาเลเซีย เอสเค 325**	32.5%	PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างขั้นตอนเตรียมการเพื่อเริ่มแผนการสำรวจธรณีฟิสิกส์และข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ รวมถึงเตรียมการศึกษาศักยภาพของโครงสร้างใต้ดินในบริเวณพื้นที่สัมปทาน
<u>โครงการในเวียดนาม</u>			
***โครงการที่ดำเนินการผลิต** (Production Phase)*			
26. **เวียดนาม 9-2**	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการได้จัดทำข้อเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี ให้กับรัฐบาลเวียดนาม โดยคาดว่าจะทราบผลในปี 2566
27. **เวียดนาม 16-1**	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการได้จัดทำข้อเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี ให้กับรัฐบาลเวียดนาม โดยคาดว่าจะทราบผลในปี 2566
***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 57,000 บาร์เรลต่อวัน
31. **โอมาน แอลเอ็นจี**	2%	OLNG	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซูร์ ประเทศโอมาน เมื่อวันที่ 23 ตุลาคม 2566 บริษัทลงนามในสัญญาผู้ถือหุ้น (Shareholder Agreement) เพื่อขยายอายุสัญญาออกไปอีก 10 ปี ถึงเดือนธันวาคม 2577
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
32. **โอมาน ออนชอร์ แปลง 12**	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2566 – 2567
<u>โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
33. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 1**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อวางแผนสำรวจและจัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ต่อไป

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
34. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 2**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี โครงการได้จัดเตรียมแผนเพื่อพัฒนาพื้นที่ที่มีการค้นพบปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของหน่วยงานรัฐ
35. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 3**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567 – 2569
36. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย เอ**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาข้อมูลทางธรณีวิทยาเพิ่มเติม และเตรียมความพร้อมในการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ในปี 2567
37. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โครงการอยู่ระหว่างการแปลผลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
<u>โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
38. **แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี**	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 3 ปี 2566 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 15,600 บาร์เรลต่อวัน และอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมผลิตใหม่และเตรียมความพร้อมหลุมผลิตเดิมเพื่อเพิ่มการผลิต
39. **แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ**	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการบรรลุเป้าหมายในการผลิตน้ำมันดิบช่วงครึ่งปีแรก ที่อัตราเฉลี่ย 13,000 บาร์เรลต่อวัน และสามารถดำเนินการเพิ่มกำลังการผลิตไปที่อัตราเฉลี่ย 17,000 บาร์เรลต่อวันได้ตามเป้าหมายในเดือนสิงหาคม 2566
<u>โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
40. **โมซัมบิก แอเรีย 1**	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ปัจจุบันมีพัฒนาการที่ดีขึ้นอย่างต่อเนื่องและอยู่ระหว่างประเมินความเป็นไปได้และเตรียมความพร้อมในการกลับเข้าพื้นที่
<u>โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
41. **แปลง 17/06**	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา โดยเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการ โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2566

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)*			
42. **พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย**	90 - 100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในออสเตรเลีย เมื่อวันที่ 18 สิงหาคม 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแปลงสัมปทาน AC/RL7 ให้แก่ บริษัท INPEX Cash Maple Pty Ltd และ บริษัท TotalEnergies Exploration Australia Pty Ltd โดยแปลงสัมปทานดังกล่าว PTTEP AAA ถือสัดส่วนการลงทุนอยู่ที่ร้อยละ 100 ทั้งนี้ การซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี2566

โครงการในทวีปอเมริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในแคนาดา			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)*			
43. **มาเรียนา ออยล์ แซนด์**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โครงการได้ดำเนินการคืนพื้นที่ทั้งหมดตามข้อกำหนดแล้วเสร็จในเดือนสิงหาคม 2566
โครงการในสหรัฐเม็กซิโก			
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 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อวางแผนพัฒนาโครงการในอนาคต

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2566 มีดังนี้

ปตท.สผ. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสะสมได้ประมาณ **2.1** ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

ลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ **12** จากปีฐาน 2563

การบริหารจัดการการลงทุนในโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการจัดการหลุมผลิตที่เหมาะสม รวมทั้ง ผลักดันการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านโครงการต่าง ๆ เช่น

CCS โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	การศึกษาและออกแบบด้านวิศวกรรม (Front End Engineering Design: FEED) ในโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งอาทิตย์ และแหล่งลัง เลอบาห์
ลานแสงอรุณ โครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	การใช้พลังงานหมุนเวียนจากโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ “ลานแสงอรุณ” มาใช้ในโครงการเอส 1 ซึ่งนับเป็นครั้งแรกที่มีการนำไฟฟ้ามากถึง 9.98 เมกะวัตต์ มาใช้ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมบนบกในประเทศไทย โดยสอดรับกับแนวทางของ ปตท.สผ. ในการเพิ่มสัดส่วนใช้พลังงานสะอาดและพร้อมสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำในอนาคต

ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) ผ่านโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศ ในไตรมาส 3 ปี 2566 มีความคืบหน้า ได้แก่

การปลูกป่าชายเลน	บริษัทได้บำรุงรักษาป่าชายเลนแปลงปลูกปี 2564 เป็นปีที่ 2 จำนวน 1,000 ไร่ แล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างดำเนินการปลูกป่าชายเลน จำนวน 4,007.15 ไร่ ซึ่งสำเร็จไปกว่าร้อยละ 30 โดยคาดว่าจะสำเร็จทั้งหมดภายในเดือนตุลาคม 2566 รวมถึงเตรียมข้อมูลเพื่อขึ้นทะเบียนโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) กับองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก.
การปลูกป่าบก	บริษัทอยู่ระหว่างประสานงานเตรียมการปลูกป่าบกเพื่อคาร์บอนเครดิตเพิ่มเติมจากแผนงานอีกกว่า 21,000 ไร่ โดยอยู่ในพื้นที่กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช จำนวน 6,730 ไร่ และพื้นที่กรมป่าไม้ จำนวน 14,345 ไร่
ระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจก T-VER และแบบมาตรฐานขั้นสูง (Premium T-VER) สำหรับกิจกรรมการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุ	บริษัทได้ร่วมกับมูลนิธิปิดทองหลังพระ สืบสานแนวพระราชดำริ และมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ในการผลักดันระเบียบวิธีลดก๊าซเรือนกระจก T-VER และแบบมาตรฐานขั้นสูง หรือ Premium T-VER สำหรับกิจกรรมการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุ จนได้รับการรับรองและประกาศใช้บนเว็บไซต์ของ อบก. เป็นที่เรียบร้อยแล้ว เพื่อเผยแพร่สู่การนำไปใช้ในสาธารณะต่อไป

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 โดยในไตรมาส 3 ปี 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

ร่วมมือกับบริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด หรือ EnCo เพื่อยกระดับคุณภาพของการบริหารจัดการพื้นที่ศูนย์ Energy Complex ให้มีประสิทธิภาพ ทันสมัย และเพิ่มระดับการดูแลรักษาความปลอดภัยให้เข้มงวดมากยิ่งขึ้น ด้วยเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ 3 ด้านได้แก่ 1) การผสานเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์เข้ากับกล้องวงจรปิด (AI-CCTV) 2) การประเมินคาร์บอนฟุตพริ้นท์ และ 3) การเฝ้าระวังด้วยระบบหุ่นยนต์

ร่วมกับบริษัท แอดวานซ์ อินโฟร์ เซอร์วิส จำกัด (มหาชน) หรือ AIS สร้างนวัตกรรมใหม่ 5G AI Autonomous Drone System (Horrus) ซึ่งเป็นครั้งแรกที่อากาศยานไร้คนขับสามารถปฏิบัติงาน Remote Operations โดยอัตโนมัติผ่านโครงข่าย 5G ในประเทศไทย เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการปฏิบัติงาน โดยเฉพาะในพื้นที่เสี่ยงหรือมีข้อจำกัด สามารถทำงานได้อย่างอัจฉริยะในการตรวจสอบ รับและส่งต่อข้อมูล ทั้งภาพ เสียง และวีดีโอ กลับมายังศูนย์ควบคุมได้แบบรวดเร็วและ Real time

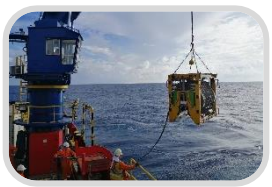
หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่

ROVULA

ROVULA

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจซ่อมบำรุงใต้น้ำ

Zeaquest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA และ บริษัท เมอร์เมด ซับซี เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) ชนะการประมูลสัญญาให้บริการด้านการตรวจสอบและซ่อมบำรุงโครงสร้างใต้ทะเล ในอ่าวเมาะตะมะ ประเทศพม่า โดยมีแผนเริ่มดำเนินงานในช่วงเดือนพฤศจิกายน



SKYLLER

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

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

VARUNA

บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านการเกษตร ป่าไม้ และคาร์บอนจากธรรมชาติ

ได้นำแพลตฟอร์ม VLM Forest (Varuna Land Monitoring Forest) ไปให้บริการแก่องค์กรด้านธุรกิจพลังงานขนาดใหญ่ในประเทศไทย เพื่อช่วยให้สามารถติดตามการเปลี่ยนแปลงของพื้นที่สีเขียว แสดงให้เห็นถึงผลลัพธ์ที่ได้จากการลงทุนปลูกป่า และฟื้นฟูป่าไม้ พร้อมส่งผลประเมินความสมบูรณ์ของป่าเป็นรายปี ซึ่งสามารถนำไปประเมินปริมาณการดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อสนับสนุนภารกิจความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ขององค์กร

ร่วมกับกรมการข้าวส่งเสริมการทำนาเปียกสลับแห้ง โดยจัดงาน “ปลูกข้าวเปียกสลับแห้ง สร้างคาร์บอนเครดิต สร้างรายได้” โดยมีกิจกรรมให้ความรู้และบรรยายทิศทางในการขับเคลื่อนความยั่งยืนในภาคการเกษตร ทิศทางคาร์บอนเครดิตในประเทศไทย ตลอดจนแนวทางในการปลูกข้าวเปียกสลับแห้ง และแนะนำการใช้งานแอพลิเคชั่น KANNA ติดตามกิจกรรมการปลูกข้าวเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มให้แก่เกษตรกร

CARIVA

บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีและเครือข่ายดิจิทัลทางสุขภาพ

ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับคณะแพทยศาสตร์ศิริราชพยาบาล มหาวิทยาลัยมหิดล เพื่อยกระดับวงการแพทย์ไทยผ่านการนำนวัตกรรมปัญญาประดิษฐ์ ผสมผสานเข้ากับองค์ความรู้เฉพาะทาง โดยโครงการนี้ถือเป็นการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพให้บริการด้านสุขภาพในทุกมิติ รวมถึงช่วยยกระดับความสามารถทางการแข่งขันให้อุตสาหกรรมการแพทย์ของไทยให้มีความทันสมัย มีมูลค่าเพิ่มสูงขึ้น ตอกย้ำการเป็นศูนย์กลางบริการการแพทย์ของโลก

PreceptorAI ผลิตภัณฑ์ปัญญาประดิษฐ์ทางการแพทย์ของ CARIVA ได้รับรางวัลชนะเลิศการแข่งขันค้นหาสุดยอด Digital Solutions ที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย เพื่อแก้ปัญหาและยกระดับอุตสาหกรรมของไทย ภายใต้โครงการ HACKaTHAILAND 2023: DIGITAL INFINITY ซึ่งจัดโดย สำนักงานส่งเสริมเศรษฐกิจดิจิทัล (Depa) ในเดือนสิงหาคมที่ผ่านมา

BEDROCK

หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ

ได้นำระบบขออนุญาตก่อสร้างและระบบแจ้งเหตุออนไลน์ไปเริ่มใช้งานจริงกับทางเทศบาลต่าง ๆ รวมมากกว่า 20 เทศบาลทั่วประเทศ ซึ่งเป็นระบบที่ช่วยให้ประชาชนสามารถร้องเรียน และขออนุญาตก่อสร้างอาคารได้อย่างสะดวกและรวดเร็ว และยังช่วยให้ BEDROCK สามารถเก็บรวบรวมความคิดเห็นและข้อเสนอแนะจากผู้ใช้งานจริง และนำไปพัฒนาระบบให้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น ก่อนที่จะขยายการใช้งานในวงกว้างต่อไปในอนาคต

BIND

หน่วยธุรกิจด้านการทำ Digital Identity สำหรับหน่วยงานองค์กร และนิติบุคคล

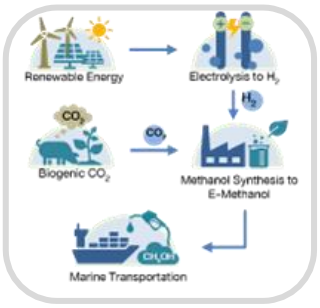
มุ่งมั่นพัฒนาระบบและฟีเจอร์ผลิตภัณฑ์ Digital Corporate Identity (DCID) อย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นการขาย และให้บริการกับกลุ่มธนาคารทั้งในประเทศไทย และประเทศต่าง ๆ ในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งครอบคลุมถึงธนาคารพาณิชย์หลายแห่งในประเทศไทย และสถาบันการเงินชั้นนำระดับโลกที่มีฐานในประเทศไทย

ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

โครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน

บริษัท ฟิวเจอร์เทค เอนเนอร์ยี 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 นี้ ตั้งอยู่ในจังหวัดดูคุม ทางตะวันออกของประเทศโอมาน ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 340 ตารางกิโลเมตร ซึ่งกลุ่มผู้ร่วมทุนจะทำการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility study) และการศึกษาเชิงเทคนิค (Technical study) รวมถึงประเมินมูลค่าการลงทุนของโครงการดังกล่าวต่อไป โดยคาดว่าจะเริ่มการผลิตกรีนไฮโดรเจนได้ในปี 2573 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 2.2 แสนตันต่อปี ด้วยไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แสงอาทิตย์ และลม ขนาดประมาณ 5 กิกะวัตต์ กรีนไฮโดรเจนที่ผลิตได้โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตกรีนแอมโมเนีย โดยจะผลิตกรีนแอมโมเนียในอัตราประมาณ 1.2 ล้านตันต่อปี และส่งออกไปยังประเทศเกาหลีใต้

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	บริษัทได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) หรือ CCS Hub Model โดยจะเริ่มศึกษาในพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่ม ปตท. จังหวัดระยองและชลบุรี เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง
	บริษัทร่วมกับ บริษัท อินเป็กซ์ คอร์ปอเรชั่น และเจจีซี โฮลดิ้งส์ คอร์ปอเรชั่น ซึ่งเป็นพันธมิตรจากประเทศญี่ปุ่น ศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ในประเทศไทย เพื่อรองรับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคอุตสาหกรรมในอนาคต
โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ลานแสงอรุณ)	โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลานแสงอรุณ ตั้งอยู่ในพื้นที่ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 ขณะนี้โครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ด้านอุปสงค์ ในไตรมาสที่ 4 ความต้องการใช้น้ำมันดิบมีแนวโน้มลดลงตามฤดูกาล จากความต้องการใช้ตามฤดูกาลของประเทศฝั่งตะวันตกลดลง และกิจกรรมทางเศรษฐกิจในประเทศฝั่งเอเชียมีแนวโน้มทรงตัวต่อเนื่องจนถึงไตรมาสที่ 1 ของปีถัดไป และนโยบายการเงินที่เข้มงวดของธนาคารกลางของประเทศสหรัฐฯ ประเทศอังกฤษ และสหภาพยุโรป ที่ยังคงมองว่าอัตราเงินเฟ้อยังอยู่ในระดับสูง และจำเป็นต้องขึ้นดอกเบี้ยต่อเนื่องเพื่อให้เงินเฟ้อชะลอตัว อาจจำกัดการเติบโตทางเศรษฐกิจและทำให้อุปสงค์ในการใช้น้ำมันชะลอตัวลงได้

ด้านอุปทาน กลุ่ม OPEC+ มีมติปรับลดกำลังการผลิตลงกว่า 3.66 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยมีผลตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2566 ถึงธันวาคม 2567 และประเทศซาอุดิอาระเบียประกาศลดกำลังการผลิตเพิ่มเติมตั้งแต่แต่เดือนกรกฎาคมถึงธันวาคม 2567 ที่ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพื่อรักษาเสถียรภาพของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ทำให้คาดการณ์อุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลกจะตึงตัวต่อเนื่องจากไตรมาส 3 แต่จะผ่อนคลายลงในไตรมาส 1 ของปี 2567 จากอุปทานจากประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ และประเทศซาอุดิอาระเบียกลับมาผลิตในปริมาณใกล้เคียงกับก่อนการประกาศลดกำลังการผลิต นอกจากนั้น สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาสซึ่งอาจขยายเป็นวงกว้าง อาจส่งผลกระทบต่อการผลิตและการขนส่งน้ำมันในตะวันออกกลางอีกด้วย

ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าไตรมาสที่ 4 นี้และ ไตรมาสที่ 1 ของปีถัดไป ราคาน้ำมันยังคงอยู่ในระดับสูง แต่จะมีแนวโน้มอ่อนตัวลงตามปัจจัยอุปสงค์และอุปทานที่สมดุลมากขึ้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบเคลื่อนไหวในกรอบราคา 80 – 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังคงต้องติดตามสถานการณ์ต่าง ๆ ต่อไป เช่น แนวโน้มการเติบโตของเศรษฐกิจ การปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลาง นโยบายของกลุ่ม OPEC+ และซาอุดิอาระเบีย การผลิตน้ำมันดิบจากประเทศนอกกลุ่ม OPEC+ แผนการใช้น้ำมันดิบจากคลังสำรองน้ำมันดิบทางการค้าและยุทธศาสตร์ สงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ และสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิสราเอล - กลุ่มฮามาส เป็นต้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2566 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณ 19 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ปริมาณรวมอยู่ที่ 422 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากปี 2565) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ประมาณ 409 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนกันยายน 2566) ทั้งนี้ ปตท.สผ. คาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2566 อยู่ประมาณ 13 - 14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Platts, Wood Mackenzie, FGE เดือนกันยายน 2566) โดยปัจจัยหลักที่สนับสนุนราคา ได้แก่ การกักตุนคลังสำรอง LNG เพื่อเตรียมรับฤดูหนาวของประเทศในภูมิภาคยุโรป และเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ทั้งนี้ ปัจจัยอื่นที่ส่งผลกระทบต่อราคาได้แก่ ระดับ LNG คงคลังในภูมิภาคยุโรปที่ยังอยู่ในระดับเพียงพอ รวมทั้งการคาดการณ์อุณหภูมิในฤดูหนาวที่อุ่นกว่าระดับปกติในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งอาจส่งผลให้ความต้องการของ Spot LNG ลดลง

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2566 จะฟื้นตัวได้ โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากภาคการท่องเที่ยว และมาตรการส่งเสริมการท่องเที่ยวต่าง ๆ ของภาครัฐ เช่น การเพิ่มเที่ยวบิน การจัดกิจกรรมส่งเสริมการท่องเที่ยว รวมถึงมาตรการยกเว้นวีซ่าสำหรับนักท่องเที่ยวจีนและคาซัคสถาน ถึงแม้ว่าจำนวนนักท่องเที่ยวจีนจะยังไม่ฟื้นตัวมากนักแต่จำนวนนักท่องเที่ยวจากประเทศอื่น ๆ เริ่มปรับตัวไปในทิศทางที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้การบริโภคของภาคเอกชนมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น จากความเชื่อมั่นที่เพิ่มขึ้นหลังจากการจัดตั้งรัฐบาล แต่ภาคการส่งออกยังฟื้นตัวในระดับต่ำจากสภาพเศรษฐกิจโลกที่ยังคงชะลอตัว

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2566 คาดว่ายังคงมีความผันผวนต่อเนื่อง และเงินบาทอาจอ่อนค่าอีกได้ในระยะสั้น จากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของภาครัฐ ที่อาจส่งผลต่อฐานะการคลังของประเทศ และจากนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่ส่งสัญญาณว่าอาจมีการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยอีกครั้งในปีนี้ และคงอัตราดอกเบี้ยไว้ที่ระดับสูงต่อเนื่องนานกว่าที่ตลาดเคยประเมินไว้ ทั้งนี้ คาดว่าเงินบาทจะกลับมาแข็งค่าขึ้นได้ในช่วงปลายปี 2566 จากคาดการณ์การฟื้นตัวของดุลบัญชีเดินสะพัด ตามการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวเมื่อเข้าสู่ฤดูกาลท่องเที่ยวในไตรมาสที่ 4 และการฟื้นตัวของภาคการส่งออก ประกอบกับภาคการนำเข้ามีแนวโน้มลดลงจากราคาโภคภัณฑ์ที่ยังคงอยู่ในระดับสูง

ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบการดำเนินงานของบริษัท

จากคำประกาศนโยบายของคณะรัฐมนตรีต่อรัฐสภาด้านพลังงานเมื่อวันที่ 11 กันยายน 2566 ในการลดภาระค่าใช้จ่ายด้านพลังงานให้แก่ประชาชนผ่านการบริหารจัดการราคาพลังงาน ในส่วนของค่าไฟฟ้า ก๊าซหุงต้ม และน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งบริษัทคาดการณ์ว่านโยบายดังกล่าวไม่น่าจะมีผลกระทบเชิงลบต่อการดำเนินงานของบริษัท และยังก่อให้เกิดโอกาสในการสำรวจแหล่งพลังงานเพิ่มเติม จากแผนการเร่งเจรจาการใช้พลังงานในพื้นที่อ้างสิทธิกับประเทศข้างเคียง สำรวจแหล่งพลังงานเพิ่มเติม และการสนับสนุนให้เกิดการจัดหาแหล่งพลังงานใหม่ ๆ เพื่อสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้แก่ประเทศ รวมถึงการลงทุนในธุรกิจพลังงานสะอาด เพื่อให้สอดคล้องกับแนวทางการพัฒนาเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืนของประเทศไทยต่อไป

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2566

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2566 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ปี 2566	ปี 2566	ปี 2566	ปี 2566
~463	~6.0	~27-28	~70-75%

หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2566 ที่ 80 – 85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2566 ที่ประมาณ 463,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงเล็กน้อยจากปี 2565 โดยหลักจากปริมาณขายของโครงการต่างประเทศที่ลดลง สุทธิกับปริมาณขายจากโครงการในประเทศไทยที่เพิ่มสูงขึ้น

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6 – 24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2566 จะอยู่ที่ประมาณ 6.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ลดลงจากปีก่อนหน้า โดยเป็นผลจากสัดส่วนปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (บงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีราคาขายก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าในระบบสัมปทานเดิม รวมถึงการปรับลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติย้อนหลังตามราคาน้ำมันในตลาดโลกด้วย
- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันโดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2566 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าว จำนวน 4.4 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับทั้งปี 2566 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 27 – 28 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากต้นทุนต่อหน่วยของปี 2565 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่ลดลงจากสัดส่วนปริมาณขายของโครงการภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตที่มากขึ้น รวมถึงราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัทที่ปรับตัวลง และค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยที่ลดลง