บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 108.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 12 จากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 1 ปี 2565 ที่ 96.2 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากความกังวลต่อการขาดแคลนน้ำมันดิบซึ่งเป็นผลมาจากการเพิ่มขึ้นของอุปสงค์จากการเริ่มเปิดประเทศของนานาประเทศ ขณะที่อุปทานน้ำมันดิบยังคงตึงตัวจากการคว่ำบาตรของชาติตะวันตกต่อน้ำมันดิบจากรัสเซีย รวมถึงสถานการณ์ความไม่สงบภายในประเทศลิเบียและเอกวาดอร์ที่ส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิต ขณะที่กลุ่ม OPEC+ ยังไม่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้ตามแผน ในช่วงต้นของไตรมาส ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงจากคาดการณ์อุปสงค์ที่ลดลงตามมาตรการปิดเมืองเพื่อสกัดการแพร่ระบาดของโควิด-19 ในประเทศจีน ประกอบกับอุปทานน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นจากการประกาศปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองเชิงยุทธศาสตร์ของสหรัฐอเมริกาและกลุ่มประเทศสมาชิก IEA ต่อมาในเดือนพฤษภาคม สหภาพยุโรปได้ประกาศแผนลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากรัสเซีย ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบตึงตัวขึ้นอีกครั้ง รวมถึงการประกาศยกเลิกมาตรการปิดเมืองในประเทศจีนส่งผลให้คาดการณ์อุปสงค์เพิ่มขึ้น ราคาน้ำมันดิบจึงปรับสูงขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ 108.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ต่อเนื่องจนถึงเดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันดิบพุ่งสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยมีราคาเฉลี่ยที่ระดับ 113.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แม้หลายสถาบันได้ปรับลดคาดการณ์การเจริญเติบโตของเศรษฐกิจโลกในปี 2565 และเพิ่มความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย แต่อุปสงค์น้ำมันดิบยังคงเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับฤดูกาลท่องเที่ยวที่กำลังจะมาถึงทั้งในสหรัฐอเมริกาและภูมิภาคยุโรป และการฟื้นตัวของอุปสงค์ในประเทศจีน ในขณะที่อุปทานน้ำมันดิบยังคงตึงตัว ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงครึ่งหลังของปีจะยังอยู่ในระดับ 90 ถึง 105 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ในส่วนความคืบหน้าของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. ได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการและผลิตปิโตรเลียม ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตสำหรับโครงการ จี 1/61 (เอราวัณ) เรียบร้อยแล้วตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 ด้วยความราบรื่นและปลอดภัย ทั้งนี้ โครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผนพัฒนาโครงการที่ทำไว้ร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและสามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ นอกจากนี้โครงการยังอยู่ในระหว่างการติดตั้งแท่นผลิตใหม่จำนวน 2 แท่น และจะได้ดำเนินการติดตั้งเพิ่มเติมอีก 6 แท่นในปี 2565 ตลอดจนการเตรียมการขุดเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2565 เป็นต้นไป ในส่วนของโครงการในประเทศเมียนมา สำหรับโครงการยาดานา ผู้ดำเนินการรายเดิม (TotalEnergies EP Myanmar) ได้ขอยุติการลงทุน และกลุ่ม ปตท.สผ. ได้รับความเห็นชอบจากผู้ร่วมทุนที่เหลือของโครงการให้เข้าเป็นผู้ดำเนินการรายใหม่ มีผลในวันที่ 20 กรกฎาคม 2565 นอกจากนั้น บริษัทได้ยุติการลงทุนในโครงการเยตากุน และบริษัทท่อขนส่งก๊าซ Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC) แล้วมีผลตั้งแต่วันที่ 31 พฤษภาคม 2565 และในไตรมาสนี้ โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ได้เริ่มการผลิตน้ำมันระยะที่ 1 แล้วเมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2565 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน

ด้านกลยุทธ์การบริหารจัดการ ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นที่จะมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ซึ่งสอดคล้องกับวิสัยทัศน์ขององค์กรที่มุ่งสู่การเป็น “Energy Partner of Choice” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม ควบคู่กับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ปตท.สผ. จึงกำหนด 3 กลยุทธ์หลัก เพื่อเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำท่ามกลางการเปลี่ยนผ่านทางด้านพลังงาน ได้แก่ กลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการปัจจุบันและการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ “EP Net Zero 2050” ภายในปี 2593 และกลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจใหม่ ควบคู่ไปกับการวางแนวทางการเตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต

ในด้านผลประกอบการ ในไตรมาส 2 ปี 2565 ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องส่งผลให้ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 16 จากไตรมาสก่อนหน้ามาอยู่ที่ 55.61 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 9 มาอยู่ที่ 465,459 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 28.79 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในไตรมาสนี้ บริษัทมีผลขาดทุนจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จำนวน 38 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 อยู่ที่ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นไตรมาส บริษัทมีสินทรัพย์รวม 24,189 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดทั้งสิ้น 2,806 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,365 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 4,243 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,824 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2565	หกเดือน ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	2,083	2,469	1,767	19%	40%	4,543	3,546	28%
รายได้จากการขาย *	2,030	2,383	1,729	17%	38%	4,413	3,120	41%
EBITDA **	1,601	1,816	1,328	13%	37%	3,417	2,369	44%
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	318	600	222	89%	>100%	918	598	54%
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.08	0.15	0.06	88%	>100%	0.23	0.15	53%
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	570	647	349	14%	85%	1,217	631	93%
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(252)	(47)	(127)	81%	63%	(299)	(33)	>(100%)

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล ที่รับรู้ในระหว่างปี 2564*

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2565

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 2 ปี 2565 เฉลี่ยอยู่ที่ 108.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 1 ปี 2565 ที่ 96.2 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากความกังวลต่อการขาดแคลนอุปทานน้ำมันดิบ ทั้งจากการคว่ำบาตรของชาติตะวันตกต่อน้ำมันดิบรัสเซีย รวมถึงความไม่สงบภายในของประเทศลิเบียและเอกวาดอร์ที่ส่งผลกระทบต่อการผลิต ในขณะที่อุปสงค์น้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการที่ทั่วโลกเริ่มเปิดประเทศ 2 ปีหลังจากการแพร่ระบาดของโควิด-19

ในเดือนเมษายน ผลจากมาตรการปิดเมืองเพื่อสกัดโควิด-19 ในนครเซี่ยงไฮ้และกรุงปักกิ่งของจีน ส่งผลให้อุปสงค์หดตัว ประกอบกับการประกาศปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองเชิงยุทธศาสตร์ของสหรัฐอเมริกา และประเทศสมาชิก IEA 31 ประเทศ เช่น สหราชอาณาจักร และประเทศในสหภาพยุโรป เป็นต้น คิดเป็นปริมาณกว่า 180 ล้านบาร์เรล ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม 2565 กดดันให้ราคาน้ำมันดิบเคลื่อนไหวเฉลี่ยอยู่ในระดับ 102.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ลดลงจากราคาเฉลี่ย 110.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในเดือนมีนาคม แม้ว่าสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยืดเยื้อจะส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบขาดแคลน

ราคาน้ำมันดิบในเดือนพฤษภาคมปรับตัวสูงขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ 108.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากการที่สหภาพยุโรปประกาศแผนลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากรัสเซียลงร้อยละ 90 ภายในสิ้นปี 2565 เพิ่มความกังวลต่ออุปทานตึงตัวมากขึ้น ในด้านอุปสงค์ ตลาดคาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันปรับเพิ่มจากข่าวทางการจีนประกาศยกเลิกมาตรการปิดเมืองในนครเซี่ยงไฮ้และกรุงปักกิ่งที่บังคับใช้ยาวนานกว่า 2 เดือนในวันที่ 1 มิถุนายน 2565

แม้ว่าผลจากสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนทำให้เกิดภาวะเงินเฟ้อสูงเป็นประวัติการณ์ในหลายประเทศ ส่งผลให้หลายสถาบัน เช่น กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ธนาคารโลก รวมถึงองค์กรเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนาระหว่างประเทศ (OECD) ต่างปรับลดคาดการณ์การเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจโลกในปี 2565 และเพิ่มความกังวลต่อการเกิดภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย แต่คาดการณ์อุปสงค์น้ำมันดิบยังคงเพิ่มสูงขึ้นเพื่อรองรับฤดูกาลท่องเที่ยวที่กำลังจะมาถึง การฟื้นตัวของประเทศจีนหลังการล็อกดาวน์ ประกอบกับอุปทานน้ำมันดิบยังถูกกดดันต่อเนื่องจากการประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ของประเทศลิเบียและเอกวาดอร์ รวมถึงกลุ่ม OPEC + ที่ไม่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้ตามโควตา ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบพุ่งสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องเฉลี่ยที่ระดับ 113.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ในเดือนมิถุนายน โดยแตะระดับสูงสุดที่ 119.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ราคา Asian Spot LNG ยังคงอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่องจากไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 27.06 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เนื่องจากความต้องการใช้ LNG ในระดับสูงจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติ นอกจากนี้ ความไม่แน่นอนในการส่งก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียเข้าสู่ภูมิภาคยุโรป จากความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อราคาพลังงานทั่วโลกอย่างต่อเนื่อง โดยราคา Asian Spot LNG ได้เคลื่อนไหวอยู่ในช่วงราคา 19 - 43 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จนถึงสิ้นเดือนมิถุนายน

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมถึงเดือนเมษายนของปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ซึ่งกลับมาใกล้เคียงกับความต้องการในสี่เดือนแรกของปี 2563 ซึ่งเป็นช่วงก่อนการระบาดของโควิด-19 ในประเทศไทย จากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานเพิ่มขึ้น ทั้งในรูปแบบของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในภาคการขนส่ง การใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม และการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

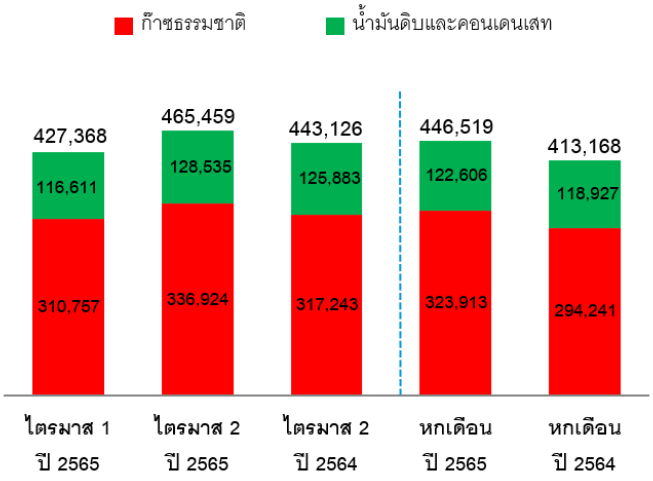
ในไตรมาส 2 ปี 2565 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงจาก 33.30 เมื่อสิ้นไตรมาส 1 ปี 2565 มาปิดที่ 35.30 ณ สิ้นไตรมาส 2 การอ่อนค่านี้เกิดจากปัจจัยหลักด้านนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐ เพื่อรับมือกับอัตราเงินเฟ้อซึ่งสูงสุดในรอบ 40 ปี โดยธนาคารกลางสหรัฐ ได้มีการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยรวมร้อยละ 1.25 ในไตรมาส 2 และมีการคาดการณ์โดยนักลงทุนว่าจะมีการปรับขึ้นเพิ่มอีกหลายครั้งในปี 2565 ในขณะที่ธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงนโยบายการเงินแบบผ่อนคลายและยังไม่มีการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยในไตรมาสนี้ ส่งผลให้ค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินบาท อีกหนึ่งปัจจัยที่สำคัญ คือการฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไปของภาคท่องเที่ยวในประเทศไทย เนื่องจากยังรอการเปิดประเทศของจีน ซึ่งก่อนเกิดการระบาดของโควิด-19 มีนักท่องเที่ยวจีนเข้ามายังประเทศไทยเป็นจำนวนมาก อีกทั้งช่วงไตรมาส 2 นี้ยังเป็นช่วงเวลาซึ่งนักลงทุนชาวต่างชาติมีการส่งเงินกลับประเทศทำให้เกิดแรงขายเงินบาทเพิ่มมากขึ้น ปัจจัยเหล่านี้ทำให้ค่าเงินบาทโดยรวมอ่อนค่าลงในไตรมาส 2 ปี 2565

ผลการดำเนินงาน

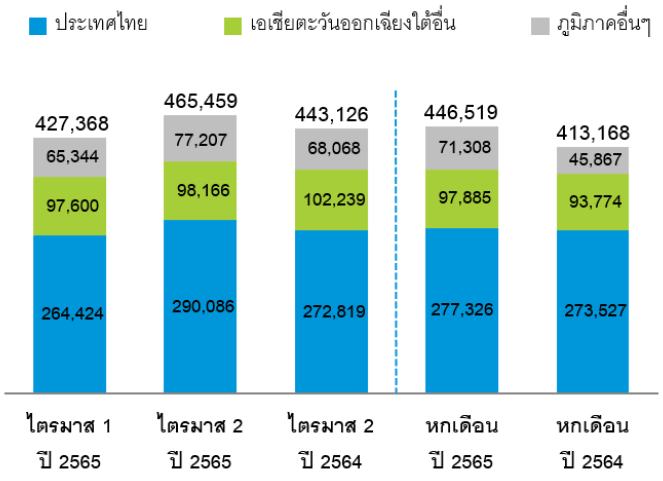
ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2565	หกเดือน ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	51.35	55.61	42.19	8	32	53.59	41.35	30
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	91.19	105.47	63.98	16	65	98.72	60.52	63
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.07	6.10	5.59	0	9	6.08	5.60	9
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	96.21	108.22	67.02	12	61	102.17	63.62	61

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 465,459 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 427,368 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 รวมถึงโครงการโอมาน แปลง 61 ที่มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 8 เป็น 55.61 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 1 ปี 2565 : 51.35 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2565 กับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 443,126 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน พ.ศ. 2565 รวมถึงโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการโอมาน แปลง 61 มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 32 เป็น 55.61 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 2 ปี 2564 : 42.19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2564 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 446,519 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (งวดหกเดือน ปี 2564 : 413,168 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในเดือนมีนาคมปีก่อน และโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตในเดือนเมษายนปีนี้ รวมถึงโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของงวดหกเดือนปีนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 30 เป็น 53.59 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดหกเดือน ปี 2564 : 41.35 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 282 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 89 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 647 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 77 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไร 570 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 353 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 9 และราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 104 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย โครงการในประเทศโอมาน และโครงการมาเลเซียตามกำไรก่อนภาษีที่เพิ่มขึ้น นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต ประกอบกับโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายและกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น อีกทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 48 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิต รวมถึงโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามโครงการบงกชมีค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 205 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 252 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง 202 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market ที่ลดลง 172 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาสก่อน

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 378 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 222 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย รวมถึงขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 647 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 298 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไร 349 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 654 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 32 และปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 278 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย และโครงการในประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 98 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต ประกอบกับโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายและกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น รวมถึงค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 42 ล้านดอลลาร์สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 80 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 127 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง 103 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market ที่ลดลง 96 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาส 2 ปีก่อน

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 จำนวน 918 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 320 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 54 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 598 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง นอกจากนั้นงวดหกเดือนปีก่อนมีการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล สุทธิกับกำไรจากการซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 จำนวน 918 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 จำนวน 1,217 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 586 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2564 ที่มีกำไร 631 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,293 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 ประกอบกับค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 589 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย และโครงการในประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 121 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต และโครงการมาเลเซีย รวมถึงค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 88 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 จำนวน 299 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 266 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2564 ที่มีขาดทุน 33 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากงวดหกเดือน ปี 2564 มีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่งวดปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2565	หกเดือน ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	631	682	395	8	73	1,313	934	41
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	584	632	382	8	65	1,216	706	72
- ประเทศไทย	418	480	307	15	56	898	577	56
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	166	152	75	(8)	>100	318	129	>100
ตะวันออกกลาง	54	56	6	4	>100	110	357	(69)
ออสเตรเลีย	(1)	(1)	(0.5)	-	(100)	(2)	(1)	(100)
อเมริกา	(7)	(4)	(2)	43	(100)	(11)	(148)	93
แอฟริกา	(3)	(6)	6	(100)	>(100)	(9)	13	>(100)
อื่น ๆ	4	5	3	25	67	9	7	29
สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ	(313)	(82)	(173)	74	53	(395)	(336)	(18)
รวม	318	600	222	89	>100	918	598	54

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 282 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 89 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 231 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 82 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 231 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 74 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 313 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาสก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**
  - ประเทศไทย

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 480 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 418 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายและปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ที่เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น และภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

ไตรมาส 2 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 378 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 222 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 77 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ตะวันออกกลาง 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 91 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 480 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 56 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 307 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ที่เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

  – เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 2 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 152 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 77 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 75 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

ในไตรมาส 2 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง มีกำไรสุทธิ 56 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 82 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 53 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันลดลง เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าไตรมาส 2 ปีก่อน

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2565 มีกำไรสุทธิ 918 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 320 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 54 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 598 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 189 ล้านดอลลาร์ สรอ.) อเมริกา 137 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับตะวันออกกลางเปลี่ยนแปลงลดลง 247 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 898 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 56 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 577 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

  – เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 189 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

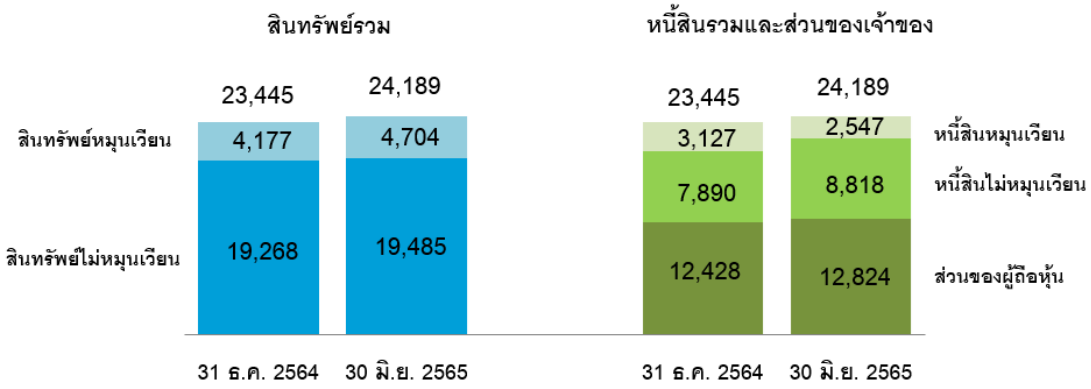
สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 11 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 137 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือหรือร้อยละ 93 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 148 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลงจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลในงวดหกเดือน ปี 2564

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง มีกำไรสุทธิ 110 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 69 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 357 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากโครงการโอมาน แปลง 61 อย่างไรก็ตามกำไรสุทธิลดลงจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 ในงวดหกเดือน ปี 2564

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 24,189 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 744 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 23,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 527 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. และสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินจ่ายล่วงหน้าตามข้อตกลงส่งมอบติดตั้งของโครงการบงกช

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 217 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์สิทธิการใช้เพิ่มขึ้น 319 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 307 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ จากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 304 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการบงกช และโครงการโอมาน แปลง 61

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,365 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 348 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 11,017 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต หุ้นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 928 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น ประกอบกับหุ้นกู้เพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 359 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนเมษายน 2565 นอกจากนั้นหนี้สินตามสัญญาเช่าเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61

ในขณะที่

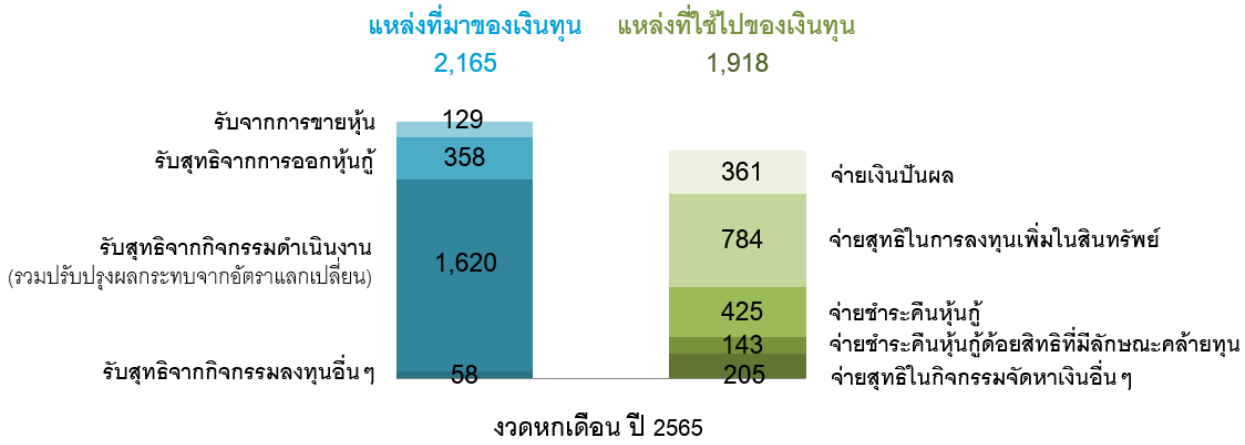
(2) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และประมาณการหนี้สินระยะสั้น โดยมีจำนวนลดลง 580 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจากการไถ่ถอนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิตามกำหนดจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 449 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565 นอกจากนั้นภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 309 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจ่ายภาษีสำหรับปี 2564 ในเดือนพฤษภาคม 2565 อย่างไรก็ตามหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 12,824 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 396 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 12,428 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวด สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน 2565 และการไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 157 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 2,806 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,165 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ **เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมจัดหาเงิน**จากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 358 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และ**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมลงทุน**จากการขายหุ้นในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 1,918 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์**เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการเอส 1 โครงการบงกช และโครงการซอติก้า รวมถึง**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 425 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 143 ล้านดอลลาร์ สรอ.) นอกจากนั้นมีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2564

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 2 ปี 2564	หกเดือน ปี 2565	หกเดือน ปี 2564
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* Margin)	77.69	75.19	75.94	76.34	74.95
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.39	12.32	7.66	12.32	7.66
อัตรากำไรสุทธิ	15.13	18.40	14.82	18.40	14.82
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.33	0.34	0.33	0.34
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.72	0.69	0.98	0.69	0.98

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล ที่รับรู้ในระหว่างปี 2564*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคาต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ ไตรมาส 2 ปี 2565 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 290,100 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 62 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 98,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 21 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจีและน้ำมันดิบ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการตามแผนที่ได้รับการอนุมัติ โดยทำการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งการเจาะหลุมสำรวจเพื่อรักษาปริมาณการผลิต และจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่อื่น ๆ **โครงการบงกช และโครงการอาทิตย์** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท และ **โครงการคอนแทร็ค 4** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ซึ่งทั้ง 3 โครงการสามารถผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ โดยเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2565 โครงการบงกช แปลง 15 ได้สิ้นสุดสัมปทาน และส่งมอบให้กับ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ปตท.สผ. อีดี) เพื่อเป็นผู้ดำเนินการในโครงการจี 2/61 ต่อไป สำหรับโครงการบงกช แปลง 16 และแปลง 17 ยังคงดำเนินการผลิตต่อไปจนสิ้นสุดสัมปทานในวันที่ 7 มีนาคม 2566 สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** ปตท.สผ. อีดี ได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในวันที่ 24 เมษายน 2565 ด้วยความราบรื่นและปลอดภัย ทั้งนี้ โครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผนพัฒนาโครงการที่ทำไว้ร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและสามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ นอกจากนี้โครงการยังอยู่ในระหว่างการติดตั้งแท่นผลิตใหม่จำนวน 2 แท่น และจะดำเนินการติดตั้งเพิ่มเติมอีก 6 แท่นในปีนี้ ตลอดจนการเตรียมการขุดเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2565 เป็นต้นไป สำหรับ **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** ได้เปลี่ยนผ่านผู้ดำเนินการสำหรับแปลง G2/61 Area A ตามแผนงานเสร็จสิ้นสมบูรณ์ในวันที่ 24 เมษายน 2565 โดยปตท.สผ. อีดี เป็นผู้ดำเนินการผลิตภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต

โครงการในเมียนมา

โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)* ในเมียนมา ได้แก่ **โครงการซอติก้า** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา โครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผนและรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติตามหน้าที่ภายใต้สัญญา แต่จากสถานการณ์โควิด-19 และสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศเมียนมา รวมถึงมาตรการคว่ำบาตรจากประเทศตะวันตก ทำให้การดำเนินการในบางกิจกรรมมีความล่าช้า ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. ได้ดำเนินการติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและดำเนินการเตรียมการตามแผนการบริหารจัดการในภาวะวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management หรือ BCM) มีการประเมินความเสี่ยงและพิจารณาแผนการดำเนินงาน และวางแผนรองรับตามความเหมาะสม โดยมีการประสานงานร่วมกับ ปตท. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และกระทรวงการต่างประเทศอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินการผลิตได้อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D (Field Development Plan) เพื่อรักษาระดับการผลิตได้ และอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างแท่นผลิตเพิ่ม โดยภาพรวมโครงการก่อสร้างแท่นผลิตมีความล่าช้ากว่าแผนที่ได้วางไว้ อย่างไรก็ตาม บริษัทได้ดำเนินการเร่งรัดงานก่อสร้างอย่างใกล้ชิดกับผู้รับเหมาโดยเพิ่มกำลังคนและเครื่องจักรเพื่อให้สามารถติดตั้งแท่นหลุมผลิตได้ตามกำหนดเดิม **โครงการเยตากุน** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท โดยเมื่อวันที่ 29 เมษายน 2565 บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.) และ PTTEP Offshore Investment Company Limited (PTTEPO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้แจ้งขอยุติการลงทุนในโครงการเยตากุน ประเทศเมียนมา และบริษัทท่อขนส่งก๊าซ Taninthayi Pipeline Company LLC (TPC) ต่อผู้ร่วมทุนแล้ว และมีผลเมื่อวันที่ 31 พฤษภาคม 2565 **โครงการยาดานา** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดย ปตท.สผ.อ. ได้รับเข้าเป็นผู้ดำเนินการของโครงการ เริ่มในวันที่ 20 กรกฎาคม 2565

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** รวมถึง **โครงการ** Domestic Gas to Power ที่ยังอยู่ในขั้นตอนรอการพัฒนาเนื่องจากสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศเมียนมา ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. ยังคงติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดเพื่อประเมินความเสี่ยงและแนวทางในการดำเนินการที่เหมาะสมต่อไป

โครงการในมาเลเซีย

โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)* ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่ง รัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โดยในไตรมาสนี้มีการตรวจสอบและซ่อมบำรุงตามแผนการดำเนินงาน และได้เจาะหลุมในแหล่ง GK สำหรับการพัฒนาในระยะที่ 3 **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยได้เจาะหลุมเพิ่มเติม (New infill wells) 2 หลุม สำเร็จตามแผน และคาดว่าจะผลิตได้ในเดือนกรกฎาคม 2565 นอกจากนี้ **โครงการแปลงเอช** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ได้ดำเนินการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตตามเป้าหมาย โดยมีการประเมินโครงสร้างที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียม และเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปีนี้

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410 บี** แหล่ง Lang Lebah ซึ่งเป็นแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ โครงการได้ปรับแผนพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติ และครอบคลุมถึงการจัดการคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากกระบวนการผลิตตามแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศ โดยจะเริ่มการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น Front End Engineering Design (FEED) ในกลางปี 2565 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2566 นอกจากนี้ยังคงศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมของแหล่งเพิ่มเติมต่อไป และกำลังเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในเดือนกรกฎาคม 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัก เอสเค 417** หลังจากค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติจากหลุม Nangka-1 โครงการได้ศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง และอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติอีก 1 หลุมเพื่อสนับสนุนการพัฒนาต่อไป ในส่วนของ **โครงการซาราวัก เอสเค 405 บี** หลังจากค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุม Sirung-1 โครงการได้ศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง และอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจอีก 2 หลุมในปี 2565 **โครงการซาราวัก เอสเค 438** ได้ทำการศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2565 **โครงการซาราวัค เอสเค 314 เอ** อยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565 **โครงการ พีเอ็ม 407** ดำเนินกิจกรรมการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยขณะนี้โครงการอยู่ในช่วงของการคัดเลือกโครงสร้างที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมและวางแผนการดำเนินงานเพื่อเจาะหลุมสำรวจ **โครงการพีเอ็ม 415** อยู่ในระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของแปลงสำรวจอย่างต่อเนื่อง เพื่อวางแผนกลยุทธ์ในการสำรวจต่อไป **โครงการซาบาห์ เอสบี 412** อยู่ระหว่างเตรียมการดำเนินกิจกรรมการสำรวจ โดยจะเริ่มจากการประมวลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ รวมไปถึงการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมทั้งหมดของโครงการ

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)* ในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 9-2** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปี 2565 โครงการมีแผนเจาะหลุมพัฒนา 1 หลุม ในไตรมาส 4 **โครงการเวียดนาม 16-1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปี 2565 โครงการมีแผนเจาะหลุมพัฒนา 2 หลุม ในไตรมาส 3 และ 4 ปี 2565 ***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) โดยเบื้องต้นคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลาง

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) ได้แก่ โครงการร่วมทุนในโอมานมี ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ได้แก่ **โครงการพีดีโอ (แปลง 6)** เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศโอมาน และ **โครงการมุคไคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ ในส่วนของ **โครงการโอมาน แปลง 61** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 65,000 บาร์เรลต่อวัน สำหรับ ***โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนชอร์ แปลง 12** ซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม ในปี 2566

โครงการร่วมทุนในยูเออีเป็น***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ซึ่งได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในต้นเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา ขณะนี้อยู่ระหว่าง

การทดสอบศักยภาพและประสิทธิภาพของหลุม **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 3** อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2566-2568 สำหรับ**โครงการชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี** ขณะนี้อยู่ระหว่างการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน

โครงการในทวีปอเมริกา

กลุ่ม ปตท.สผ. มี***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)* ในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐเม็กซิโก (เม็กซิโก) ได้แก่

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โดยอยู่ในระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบาริเนียส์ เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพในการพัฒนาปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อกำหนดแผนงานดำเนินโครงการต่อไป และ **โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 6 แปลงสัมปทาน

สำหรับ **แหล่งแคช-เมเปิล และแหล่งออคิด** ซึ่งอยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) โครงการมีแผนที่จะพิจารณาแนวทางบริหารจัดการที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มทางเลือกในการพัฒนาโครงการเชิงพาณิชย์ต่อไป

สำหรับกรณีฟ้องร้อง PTTEP AAA จากตัวแทนของกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซีย ที่ได้ยื่นฟ้องร้องคดีแบบกลุ่ม (Class Action) ต่อศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ในปี 2559 เพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลจากแหล่งมอนทาราในปี 2552 นั้น PTTEP AAA กำลังดำเนินการในขั้นตอนต่าง ๆ ตามระเบียบของศาลในกระบวนการอุทธรณ์

โครงการในทวีปแอฟริกา

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) สาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) และสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา) ได้แก่

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว** (Production Phase)* ซึ่งเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการมีกำลังการผลิตด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,800 บาร์เรลต่อวัน ในไตรมาส 2 ปี 2565 โครงการมีแผนการเจาะและผลิตจากหลุมใหม่เพิ่มเติมอีก 8 หลุม โดยหลุมแรกจะเริ่มผลิตได้ในไตรมาส 4 ปี 2565

โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เป็น***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว** (Production Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ขณะนี้โครงการได้เริ่มผลิตระยะที่ 1 แล้วตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2565 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน และยังมีการดำเนินการขุดเจาะหลุมผลิตและก่อสร้างในส่วนที่เหลือของระยะที่ 1 ไปจนถึงไตรมาส 2 ปี 2566 และอยู่ระหว่างการทบทวนแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวันในปลายปี 2569 – 2570

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับโรงผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก งานก่อสร้างท่าเรือชั่วคราว และการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยรอบพื้นที่โครงการ รวมถึงงานขุดร่องน้ำเพื่อวางท่อก๊าซนอกชายฝั่งตามแผน และโครงการได้บรรลุเงื่อนไขการกู้เงินรูปแบบ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ และได้เบิกเงินกู้งวดแรกบางส่วนเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตามในช่วงปลายเดือนมีนาคมปี 2564 เกิดเหตุการณ์ความไม่สงบที่เมือง Palma ซึ่งอยู่ใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ทำให้ผู้ดำเนินการตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ในเดือนเมษายนปีเดียวกัน ต่อมาในเดือนมิถุนายน กลุ่มประเทศเพื่อการพัฒนาแอฟริกาใต้ (South African Development Committee – SADC) และกองกำลังทหารจากประเทศรวันดา (Rwanda Defense Force, RDF) ได้ส่งกองกำลังทหารสนับสนุนเข้าไปในโมซัมบิกเพื่อการรับมือกับผู้ก่อความไม่สงบ ปัจจุบันกองกำลังทหารดังกล่าว สามารถควบคุมพื้นที่สำคัญโดยรอบบริเวณ

โครงการได้ แต่ยังคงมีเหตุการณ์ความไม่สงบนอกพื้นที่ควบคุมอยู่อย่างต่อเนื่อง โดยผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและอยู่ในระหว่างการศึกษารายละเอียดของแผนการกลับเข้าพื้นที่โครงการเพื่อเริ่มงานก่อสร้าง

โครงการ แปลง 17/06 เป็น***โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา*** *(Development Phase)* ตั้งอยู่บริเวณนอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา ประกอบไปด้วย 2 พื้นที่พัฒนาหลักคือ ทางด้านทิศตะวันออกและทิศตะวันตกของโครงการ โดยปัจจุบัน พื้นที่ทางทิศตะวันออกอยู่ระหว่างการเตรียมยื่นขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในกลางปี 2565 เพื่อให้สามารถเริ่มดำเนินการผลิตน้ำมันในช่วงปลายปี 2567 โดยคาดว่าโครงการจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 30,000 บาร์เรลต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 100) ซึ่งพื้นที่ทางทิศตะวันตกยังอยู่ในการศึกษาแนวทางการพัฒนาและคาดว่าจะ FID ในปี 2567 ต่อไป

โครงการลงทุนอื่น ๆ

กลุ่ม ปตท.สผ. ได้ขายสัดส่วนการลงทุนในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด (PTTGL) ให้แก่ บริษัท สยาม แมนเนจเม้นท์ โฮลดิ้ง จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทในกลุ่ม ปตท. โดยได้มีการเข้าทำสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุนในวันที่ 17 พฤษภาคม 2565 และการซื้อขายดังกล่าวมีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2565 ทั้งนี้ เป็นไปเพื่อความคล่องตัวในการดำเนินธุรกิจของ PTTGL

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ซึ่งสอดคล้องกับวิสัยทัศน์ขององค์กรที่มุ่งสู่การเป็น “Energy Partner of Choice” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม พร้อมไปกับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ปตท.สผ. จึงได้กำหนด 3 กลยุทธ์หลักเพื่อเป็นบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมชั้นนำในการเปลี่ยนผ่านทางด้านพลังงาน ได้แก่ กลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และกลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจใหม่ ควบคู่ไปกับการวางแนวทางการเตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 2 ปี 2565 ดังนี้

กลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก โดยเฉพาะโครงการที่ตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ โดยในไตรมาส 2 ปตท.สผ.ได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการ (Operator) โครงการจี 1/61 ที่ประกอบไปด้วยแหล่งเอราวัณ ปลาทอง สตูล และฟูนาน เมื่อวันที่ 24 เมษายน 2565 ที่ผ่านมา โดยการเปลี่ยนผ่านเป็นไปอย่างราบรื่น ปลอดภัย และสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อตอบสนองความต้องการของประเทศได้อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้ประสบความสำเร็จในการพัฒนาโครงการ แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ร่วมกับ SONATRACH SPA โดยมีเป้าหมายอัตราการผลิตที่ 13,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งการผลิตจากโครงการดังกล่าวจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตรวมและเสริมสร้างการเติบโตในระยะยาวต่อไป
- ขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และมองหาโอกาสการลงทุนร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) ในภูมิภาคตะวันออกกลาง ได้แก่ ประเทศโอมาน และประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ
- มุ่งเน้นการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันด้วยการควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ.ท่ามกลางสภาพแวดล้อมที่ผันผวนมากขึ้น
- ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (Integrated LNG Project) โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่โครงการต้นน้ำและกลางน้ำ (Upstream และ Midstream)

กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

- การดำเนินงานภายใต้กลยุทธ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปัจจุบัน เป็นการยกระดับจากกลยุทธ์เดิม คือกลยุทธ์การบริหารจัดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งบริษัทได้บรรลุเป้าหมายเดิมในการลดปริมาณความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ได้เร็วกว่าที่กำหนดไว้ถึง 8 ปี โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปีนี้ บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ถึงร้อยละ 25.2 หรือคิดเป็นปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้เท่ากับ 0.28 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าตั้งแต่ต้นปี 2565
- นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นต่อไปเพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ “EP Net Zero 2050” ภายในปี 2593 ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ครอบคลุม Scope 1 และ Scope 2 ซึ่ง ปตท.สผ. มี Operational Control ด้วยการบริหารจัดการ E&P Portfolio โดยนำผลกระทบจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเข้ามาประกอบการตัดสินใจลงทุนในอนาคตของโครงการใหม่ ๆ และการบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานและการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีในอนาคต รวมถึงโครงการศึกษาและออกแบบด้านวิศวกรรมเบื้องต้นในโครงการ Carbon Capture and Storage (CCS) นอกจากนี้ ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) บริษัทได้เล็งเห็นโอกาสจากโครงการ Blue Carbon อื่น ๆ อาทิเช่น การปลูกป่าชายเลน ซึ่งได้รับหนังสือตอบรับสนับสนุนพื้นที่ดำเนินการปลูกป่าชายเลน เพื่อประโยชน์จากคาร์บอนเครดิตในการลดก๊าซเรือนกระจกและบรรลุเป้าหมาย Net Zero จำนวน 40,000 ไร่ จากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) แล้ว รวมถึงขยายโอกาสเพิ่มเติมผ่านการศึกษาในโครงการต่าง ๆ เช่น การปลูกหญ้าทะเล ปะการัง สาหร่าย และเลี้ยงหอย เพื่อช่วยในการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของบริษัทต่อไป

กลยุทธ์การเติบโตในธุรกิจใหม่

- เร่งสร้างการเติบโตให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV) โดยนำผลิตภัณฑ์และบริการเข้าสู่ตลาดให้เร็วขึ้น รวมถึงมองหาโอกาสการลงทุนทางธุรกิจร่วมกับพันธมิตรใหม่ ๆ เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2565 บริษัท ARV ได้มีการลงนามความร่วมมือกับธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน) เพื่อทดสอบระบบ National Corporate Identification หรือ NCID ที่เป็นนวัตกรรม Digital ID และ E-document โดยการใช้เทคโนโลยีที่บริษัทพัฒนาขึ้น ซึ่งจะช่วยยกระดับการทำธุรกรรมระหว่างนิติบุคคลในการดำเนินกระบวนการ Know

Your Customer (KYC) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ รวดเร็ว น่าเชื่อถือ และปลอดภัยด้วยระบบดิจิทัล นอกจากนี้ หน่วยธุรกิจย่อยยังมีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

1) หน่วยธุรกิจตรวจสอบและซ่อมบำรุงใต้น้ำ (Rovula) ได้ทดลองใช้หุ่นยนต์ Xplorer ซึ่งเป็นหุ่นยนต์อัตโนมัติใต้น้ำ (Autonomous Underwater Vehicle) ในการตรวจสอบใต้ผิวน้ำให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ลอยน้ำที่เขื่อนสิรินธรในเดือนเมษายนที่ผ่านมา
2) หน่วยธุรกิจอากาศยานไร้คนขับ (Skyller) ได้ลงนามในหนังสือบันทึกข้อตกลง (MOU) ร่วมกับ Nam Thuan Energy Investment Joint Stock Company ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Super Energy Corporation ในวันที่ 2 มิถุนายน 2565 เพื่อสร้างความร่วมมือด้านเทคโนโลยีและการใช้งานโดรนโซลูชั่นอัจฉริยะสำหรับโครงการพลังงานหมุนเวียนในเวียดนาม นอกจากนี้ยังได้ลงนามบันทึกข้อตกลงร่วมกับ Thyssenkrupp Uhde ในวันที่ 15 มิถุนายน 2565 โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อขยายตลาดและนำความเชี่ยวชาญของทั้งสองธุรกิจมาพัฒนาร่วมกันให้เกิดประสิทธิภาพในการผลักดันตลาดวิศวกรรมและอุตสาหกรรม ทั้งในไทย เยอรมนีและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ให้ก้าวหน้าขึ้น
3) หน่วยธุรกิจเกษตรอัจฉริยะ (Varuna) ได้ส่งมอบระบบการจัดการพื้นที่สีเขียว (Green area management web application) สำหรับโครงการ OUR Khung BangKachao ให้กับมูลนิธิชัยพัฒนา ในเดือนพฤษภาคม 2565 เพื่อนำมาเทียบประเมินพื้นที่สีเขียวจากภาพดาวเทียมขนาดใหญ่ โดยไม่ต้องใช้กำลังคนและเวลาเดินสำรวจพื้นที่ภาคพื้นเหมือนในอดีต นอกจากนี้ ยังได้ประยุกต์ใช้ผลิตภัณฑ์กับการฉีดพ่นปุ๋ย Smart farming ไปแล้วมากกว่า 100,000 ไร่
4) หน่วยธุรกิจสุขภาพ (Cariva) ร่วมกับบริษัท BJC Healthcare ในการจัดตั้งบริษัท B-MED X ในวันที่ 21 เมษายน 2565 เพื่อพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัล (Healthcare Platform) ให้เป็นช่องทางสำหรับคนไทยได้เข้าถึงบริการทางการแพทย์อย่างรวดเร็ว เท่าเทียม และลดความแออัดของการเข้าใช้บริการในโรงพยาบาล นอกจากนี้ หน่วยธุรกิจสุขภาพได้พัฒนาแอพพลิเคชั่น Arvic Beaut และ Nextcercise แล้วเสร็จและสามารถดาวน์โหลดได้แล้วใน Google Play Store และ Apple App Store

- แสวงหาโอกาสการลงทุนใหม่ในธุรกิจไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบธุรกิจโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (Gas/LNG to Power) และพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับและใช้ประโยชน์ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture Utilization – CCU) ในวันที่ 6 เมษายน 2565 ปตท.สผ. ได้ลงนามในบันทึกข้อตกลง “Green Methanol Value Chain Collaboration” กับ 5 บริษัทนานาชาติชั้นนำ ได้แก่ แอร์ ลิควิด (Air Liquide) วายทีแอล พาวเวอร์เซรายา (YTL PowerSeraya Pte. Limited) ออยล์แทงค์กิ้ง เอเชีย แปซิฟิก (Oiltanking Asia Pacific Pte. Ltd.) เคนออยล์ มารีน เซอร์วิส (Kenoil Marine Services Pte Ltd) และ เอ.พี. โมลเลอร์ – เมอส์ก เอ/เอส (A.P. Moller – Maersk A/S) เพื่อร่วมกันศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้ง “โรงงานผลิตกรีนอีเมทานอล” ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำที่ได้จากการดักจับคาร์บอนไดออกไซด์ชีวภาพ หากผลการศึกษาประสบความสำเร็จ จะเริ่มการก่อสร้างโรงงานต้นแบบที่ประเทศสิงคโปร์ โดยจะมีกำลังการผลิตกรีนอีเมทานอลอย่างน้อย 50,000 ตันต่อปี ซึ่งจะเป็นโรงงานผลิตกรีนอีเมทานอลแห่งแรกของภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่จะช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างเป็นรูปธรรม
- ผลักดันการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage – CCS) หรือ CCS Hub Model ในประเทศไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2565 ปตท.สผ. ร่วมพิธีลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือในโครงการศึกษาความเป็นไปได้ของ CCS Hub Model ของกลุ่ม ปตท. ได้แก่ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) และบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและพัฒนาโครงการ CCS Hub Model เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง โดยการดำเนินงานทั้งหมดนี้ จะช่วยสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายของประเทศไทยในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์อย่างมีประสิทธิผล นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ร่วมพิธีลงนามบันทึกข้อตกลงกับ บริษัท อินเป็กซ์ คอร์ปอเรชั่น และเจจีซี โฮลดิ้งส์ คอร์ปอเรชั่น เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในประเทศไทยเมื่อวันที่ 26 เมษายน 2565
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน

สำหรับในไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท. สผ. ได้รับรางวัล APAC NOC of the Year ในงาน Asia Pacific Energy Capital Assembly (APAC) ประจำปี 2565 จาก Energy Council ซึ่งเป็นเครือข่ายองค์กรด้านพลังงานชั้นนำระดับโลก ณ ประเทศสิงคโปร์ โดยเป็นรางวัลที่มอบให้กับบริษัทที่มีความโดดเด่นในด้านการดำเนินงานและการสร้างคุณค่าด้านธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ บริษัทยังได้รับอีก 2 รางวัลแห่งความสำเร็จจาก

นิตยสาร The Global Economics ซึ่งเป็นนิตยสารการเงินชั้นนำจากสหราชอาณาจักร ได้แก่ รางวัล Best Emerging CEO (Oil & Gas) และ Best Investor Relations (Oil & Gas) แสดงให้เห็นถึงความมุ่งมั่นและการพัฒนาอย่างต่อเนื่องของ ปตท.สผ. ที่ได้รับการยอมรับในระดับสากล

การเตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต

การดำเนินการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

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

- ปรับปรุงการดำเนินงานและพัฒนากิจกรรมด้าน GRC ให้มีประสิทธิภาพและเป็นรูปธรรมในโครงการมาเลเซีย พร้อมทั้งสร้างวัฒนธรรมให้เกิดความรู้ความเข้าใจผ่านช่องทางที่เหมาะสม เพื่อเตรียมความพร้อมในการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับองค์กร
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน เพื่อนำไปสู่เป้าหมายการไม่พบปัญหาที่ส่งผลกระทบรุนแรง (No surprise problem) อันเนื่องมาจากมีความเสี่ยงที่ไม่ได้ถูกบริหารจัดการ
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System โดยครอบคลุมการรายงานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ GRC ได้แก่ การรายงานเรื่องร้องเรียน การบริหารความเสี่ยง การบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ การประเมินการควบคุมภายใน และรายงานการดำเนินงานด้านการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ เพื่อช่วยให้ผู้บริหารและพนักงานที่เกี่ยวข้องได้รับข้อมูลทางด้าน GRC อย่างทันท่วงทีและช่วยสนับสนุนการตัดสินใจที่สำคัญได้
- ดำเนินการต่อเนื่องเพื่อสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ ภายในองค์กร เพื่อเพิ่มความตระหนักรู้ ความเข้าใจ พร้อมทั้งการนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงานได้ และส่งเสริมการดำเนินงานด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก

ในไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลองค์กรโปร่งใส (NACC Integrity Awards) เป็นครั้งที่ 4 จากสำนักงานคณะกรรมการป้องกันและปราบปรามการทุจริตแห่งชาติ หรือ ป.ป.ช. ซึ่งมอบให้กับองค์กรที่มีการดำเนินงานด้วยความโปร่งใส และปฏิบัติภารกิจตามแนวทางจริยธรรมที่เป็นสากล โดยพิธีมอบรางวัลจัดขึ้น ณ สำนักงาน ป.ป.ช. จังหวัดนนทบุรี

ปตท.สผ. ยังได้มีการกำหนดนโยบายด้านสิทธิมนุษยชนและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากลต่าง ๆ และแสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2565 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท ซึ่งได้ครอบคลุมโครงการจี 1/61 และจี 2/61 ที่มีการเปลี่ยนผ่านผู้ดำเนินการตั้งแต่เดือนเมษายน รวมถึงผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 นอกจากนี้ ยังจัดให้มีการอบรมในรูปแบบออนไลน์เกี่ยวกับสิทธิมนุษยชนให้กับพนักงานทุกคนอีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.1 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.89 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่าสุดยังคงอยู่ในค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ในส่วนของการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม ซึ่งเป็นสิ่งที่ ปตท.สผ. ให้ความสำคัญเช่นกัน โดยมีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 2 ปี 2565 เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ ควบคู่ไปกับการเพิ่มมูลค่าของเสีย (Upcycling High Volume Waste) ปัจจุบัน บริษัทประสบผลสำเร็จในการศึกษาระดับต้นแบบในห้องทดลอง สำหรับโครงการเพิ่มมูลค่าจากการแปลงทราย (Sand Waste) จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการซอติก้าไปเป็นนาโนซิลิกา (Nano Silica) และสารซีโอไลต์ (Zeolite) ซึ่งมีคุณสมบัติเป็นตัวดูดซับ ตัวเร่งปฏิกิริยา และช่วยกักเก็บพลังงาน โดยจากการทดสอบประสิทธิภาพการดูดซับพบว่ามีผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจ นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้เริ่มศึกษาความเป็นไปได้ในการนำขาของแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่กลับไปใช้ใหม่ (WHP Jacket Reuse Study) ซึ่งขยายผลจากความสำเร็จในโครงการเคลื่อนย้ายส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่แหล่งผลิตอาทิตย์ (WHP Topside Reuse at Arthit) ในปีที่ผ่านมาอีกด้วย

- กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลมีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล (Guardian of the Ocean) เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. ได้เริ่มพัฒนาแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเล (Ocean Data Platform) เพื่อเผยแพร่ข้อมูลด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเลจากการตรวจวัดของบริษัท รวมถึงข้อมูลเกี่ยวกับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับทะเลของ ปตท.สผ. ผ่านการนำเสนอในรูปแบบเว็บไซต์ โดยคาดว่าจะสามารถแสดงผล (Go-live) ต่อบุคคลทั่วไปให้สามารถเข้าถึงข้อมูลได้ภายในเดือนตุลาคม 2565 นอกจากนี้ ในด้านโครงการเพื่อสังคม บริษัทยังคงมุ่งมั่นในการสร้างชีวิตความเป็นอยู่ที่ดีต่อชุมชนบริเวณรอบชายฝั่งอ่าวไทยทั้ง 17 จังหวัด โดยในไตรมาสที่ 2 ได้เปิดศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจ จำนวน 2 แห่ง ที่กลุ่มบ้านพะเนิน จังหวัดเพชรบุรี และกลุ่มบ้านกรูด จังหวัดประจวบคีรีขันธ์ โดยปี 2565 นี้ คาดว่าจะเปิดศูนย์ฯ ร่วมกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) ได้ทั้งสิ้น 8 แห่ง

ทั้งนี้ ในไตรมาส 2 ปี 2565 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ยังได้รับรางวัล Gold Award จากเวที International CSR Excellence Award จัดขึ้นที่กรุงลอนดอน สหราชอาณาจักร จากโครงการแหล่งเรียนรู้หลวงไทยใต้ทะเล (H.T.M.S.Underwater Learning Site Project) และยังได้รับรางวัลชนะเลิศ Golden Peacock Global Award for Corporate Social Responsibility 2021 ซึ่งเป็นรางวัลด้าน CSR ระดับโลกที่จัดขึ้นโดย The Institute of Director (IOD) ประเทศอินเดีย โดยเป็นรางวัลที่มอบให้แก่องค์กรที่ให้ความสำคัญกับสังคมและสิ่งแวดล้อม แสดงให้เห็นถึงความมุ่งมั่นในการดำเนินงานอย่างมีจริยธรรมและมีส่วนช่วยในการพัฒนาเศรษฐกิจ ควบคู่ไปกับการพัฒนาคุณภาพชีวิตของชุมชนและสังคม

<u>การบริหารจัดการทางการเงิน</u>

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 2 ปี 2565 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 2,806 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

เมื่อวันที่ 5 เมษายน 2565 บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท.สผ.ศง.) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มปตท.สผ. ได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิ มีผู้ค้ำประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ จำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 359 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ชุด ได้แก่ หุ้นกู้อายุ 5 ปี 7 ปี และ 10 ปี โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ที่ร้อยละ 2.09 ร้อยละ 2.69 และร้อยละ 3.05 ต่อปี ตามลำดับ โดย ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน

ทั้งนี้ ในเดือนมิถุนายน 2565 ปตท.สผ. ได้ใช้สิทธิไถ่ถอนและชำระคืนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนก่อนกำหนด เต็มจำนวนที่ 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 157 ล้านดอลลาร์ สรอ.) นอกจากนี้ ปตท.สผ.ศง. ยังได้ชำระเงินคืนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิ มีผู้ค้ำประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นที่ครบกำหนดชำระคืน จำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 449 ล้านดอลลาร์ สรอ.) รวมถึงในเดือนเมษายนที่ผ่านมา มีการจ่ายเงินปันผลประจำปี 2564 ส่วนที่เหลือ ในอัตราหุ้นละ 3.00 บาท เป็นจำนวน 361 ล้านดอลลาร์สรอ. โดยภายหลังการไถ่ถอน ชำระคืนหุ้นกู้ และจ่ายเงินปันผลดังกล่าว บริษัทยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอต่อการดำเนินการและการลงทุน อีกทั้งสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกได้

<u>การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี</u>

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความสามารถในการแข่งขันในการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีเป้าหมายหลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การกำจัดสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 2 ปี 2565 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 55 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปขยายผลการใช้งานและปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดียิ่งขึ้น
- โครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนในท่อส่งปิโตรเลียมและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อสำหรับสนับสนุนกิจกรรมการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม ได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานในขั้นนำร่องที่แหล่งบงกชแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการนำผลจากการทดสอบมาพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) ได้ดำเนินการนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในช่วงไตรมาสที่ 1 และ 2 ของปี 2565 โดยหุ่นยนต์ต้นแบบสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติ

ของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในขั้นต่อไปและขยายขอบเขตการพัฒนาให้ครอบคลุมการนำไปใช้ในแหล่งผลิตอื่น

- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่อง ซึ่งมีแผนที่จะก่อสร้างหน่วยผลิตที่โครงการเอส 1 ในปี 2566
- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนตเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างพัฒนากระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอเนตในระดับต้นแบบ

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

สืบเนื่องจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน สหภาพยุโรปได้มีมติที่จะลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากรัสเซียลงร้อยละ 90 ภายในสิ้นปี 2565 นี้ ในขณะเดียวกัน รัสเซียได้มีแผนจะเปลี่ยนเส้นทางการส่งออกไปยังผู้ซื้อในภูมิภาคเอเชียแทน โดยหลักคือ ประเทศจีนและอินเดีย ที่ปริมาณกว่า 1.0 ถึง 1.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน เมื่อเทียบกับเดือนเมษายนที่ผ่านมา ส่งผลให้ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของรัสเซียอาจจะลดลงจาก 10.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน เหลือเพียง 9 ล้านบาร์เรลต่อวัน ภายในสิ้นปีนี้

กลุ่ม OPEC+ ยังคงปริมาณการผลิตในระดับ 38 ถึง 39 ล้านบาร์เรลต่อวันเป็นผลสืบเนื่องจากการลงทุนในระดับต่ำในช่วงก่อนหน้านี้ ด้วยปริมาณกำลังผลิตสำรองคงเหลือเพียง 2 ถึง 3 ล้านบาร์เรลต่อวันจากประเทศซาอุดิอาระเบีย และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์เป็นหลัก ในขณะที่ข้อตกลงลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ นั้นจะปรับเข้าสู่ระดับก่อนเกิดการระบาดในเดือนสิงหาคม 2565 ทำให้อาจผลิตเพิ่มถึง 40 ล้านบาร์เรลต่อวัน หากไม่มีข้อตกลงเพิ่มเติม นอกจากนี้ สหรัฐอเมริกายังมีโอกาสเพิ่มการผลิตจากเดิมที่ 11.4 ล้านบาร์เรลต่อวันในครึ่งปีแรก เป็น 13.2 ล้านบาร์เรลต่อวันภายในสิ้นปี 2565 เทียบเท่าระดับก่อนเกิดสถานการณ์โควิด-19 เป็นผลจากราคาน้ำมันที่สูงกระตุ้นให้เกิดการลงทุนเพิ่มมากขึ้น ซึ่งจะเห็นได้จากปริมาณแท่นขุดเจาะของสหรัฐอเมริกาที่สูงขึ้นเรื่อย ๆ

คาดการณ์อุปสงค์ที่อาจสูงขึ้นแตะระดับ 101 ล้านบาร์เรลต่อวันในครึ่งปีหลัง จากระดับ 99 ล้านบาร์เรลต่อวันในครึ่งปีแรก โดยหลักมาจากการท่องเที่ยวในช่วงฤดูร้อนที่จะมาถึงทั้งในสหรัฐอเมริกาและภูมิภาคยุโรป ในขณะที่ปริมาณน้ำมันดิบคงคลังปรับตัวสูงขึ้นเพียงเล็กน้อยในช่วงครึ่งหลังของปี ส่งผลให้คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงเคลื่อนไหวอยู่ในระดับสูงที่ 90 ถึง 110 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล และเฉลี่ยทั้งปีที่ 90 ถึง 105 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากการวิเคราะห์ภายในโดยบริษัทประกอบกับการคาดการณ์ของตลาด ทั้งนี้ ราคาในระดับดังกล่าวมีปัจจัยเชิงลบจากความกังวลเศรษฐกิจโลกชะลอตัว สถาบันการเงินต่างปรับประมาณการ การเติบโตทางเศรษฐกิจโลกเหลือเพียงร้อยละ 3 ในปี 2565 ธนาคารกลางทั่วโลกต้องปรับเพิ่มอัตราดอกเบี้ยเพื่อสกัดกั้นเงินเฟ้อที่สูงขึ้นจากราคาพลังงานและอาหารที่ปรับตัวสูงขึ้น ในส่วนของปัจจัยเสี่ยงอื่น ๆ ที่ส่งผลต่อราคาน้ำมัน ประกอบด้วย การยกเลิกมาตรการคว่ำบาตรต่อประเทศอิหร่าน มาตรการควบคุมโควิด-19 ของประเทศจีน ความร่วมมือในการยกเลิกการนำเข้าน้ำมันดิบจากประเทศรัสเซียของสหภาพยุโรป รวมถึงการปล่อยน้ำมันดิบจากคลังสำรองทางยุทธศาสตร์เพิ่มเติม เป็นต้น

สถานการณ์ LNG

สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนจะยังคงเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในปีนี้ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 40 ของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของสหภาพยุโรป ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคยุโรปเพื่อไปเติมเต็มระดับก๊าซธรรมชาติคงคลัง และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคเอเชียที่ยังคงเพิ่มขึ้นจากประเทศจีน อินเดียและบังคลาเทศ ทำให้คาดว่าราคา Asian Spot LNG มีโอกาสจะยังคงสูงในไตรมาส 3 อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2565 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะมีกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 25 ล้านตัน เป็น 420 ล้านตัน จากปี 2564 (คิดเป็นร้อยละ 6) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 392 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมิถุนายน 2565) และคาดการณ์ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 27 – 33 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก FGE และ Wood Mackenzie เดือนมิถุนายน 2565)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2565 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.3 ซึ่งเป็นการปรับเพิ่มขึ้นจากคาดการณ์เดิมที่ร้อยละ 3.2 เมื่อสิ้นไตรมาส 1 ปี 2565 เศรษฐกิจของประเทศไทยคาดว่าจะยังคงฟื้นตัวถึงแม้อัตราเงินเฟ้อจะเพิ่มขึ้นจากราคาน้ำมันและสินค้าโภคภัณฑ์ โดยธนาคารแห่งประเทศไทยคาดว่าอัตราเงินเฟ้อจะยังอยู่ในระดับที่สูงกว่ากรอบเป้าหมายร้อยละ 1-3 และจะลดลงไปอยู่ในกรอบเป้าหมายนี้ในปี 2566 ในขณะเดียวกันอัตราจ้างงานยังคงอยู่ในระดับต่ำกว่าช่วงก่อนโควิด-19 ระบาด แต่เริ่มมีการฟื้นตัวเช่นเดียวกัน

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2565 คาดว่ายังคงมีความผันผวนและอาจอ่อนค่าเพิ่มเติมได้ในระยะสั้น จากความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจซึ่งเกิดจากเงินเฟ้อ โดยในปัจจุบันค่าเงินเฟ้ออยู่ที่ร้อยละ 7.1 สำหรับเดือนพฤษภาคม อย่างไรก็ตามคาดว่าเงินบาทจะเริ่มมีการแข็งค่าขึ้นภายในปี 2565 จากการฟื้นตัวของภาคท่องเที่ยวในประเทศไทย รวมถึงการเพิ่มความเข้มงวดของนโยบายการเงินโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ซึ่งนักลงทุนได้มีการคาดการณ์ไว้ว่าจะเริ่มมีการขึ้นอัตราดอกเบี้ยภายในปีนี้

อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลัก ๆ ที่อยู่ในสกุลเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายในส่วนที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 83 ของภาระหนี้ทั้งหมด

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 3 และปี 2565

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาส 3 และปี 2565 เป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)		ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)		ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ไตรมาส 3	ปี 2565	ไตรมาส 3	ปี 2565	ไตรมาส 3 และ ปี 2565	ไตรมาส 3 และ ปี 2565
~481	~465	~6.4	~6.4	~ 29-30	~ 70-75%

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

2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2565 ที่ 99 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61

4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ที่ประมาณ 481,000 และ 465,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ เติบโตจากปี 2564 จากการเข้าเป็นผู้ดำเนินการและการเริ่มผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และการเริ่มผลิตน้ำมันของโครงการ แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซในไตรมาส 2 ปี 2565 นอกจากนั้น ยังมีการรับรู้ยอดขายเต็มปีเป็นปีแรกของโครงการมาเลเซีย แปลงเอช และโครงการโอมาน แปลง 61 อีกด้วย

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 และทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 6.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาย้อนหลังของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง
- ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2565 มีปริมาณน้ำมันในส่วนที่บริษัทได้เข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงไว้สำหรับครึ่งหลังของปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 7.7 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 29-30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของปี 2564 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัท และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นจากการเริ่มพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 ที่บริษัทเพิ่งเข้าเป็นผู้ดำเนินการตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในไตรมาส 2 ปี 2565