บทสรุปผู้บริหาร

ภายใต้ความท้าทายที่เกิดขึ้นจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 กลายพันธุ์ แนวโน้มการใช้เทคโนโลยีดิจิทัล และการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ปตท.สผ. เน้นย้ำการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและเสริมสร้างการเติบโตอย่างมั่นคงและยั่งยืน พร้อมมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำเพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดย ณ สิ้นปี 2564 บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานได้ร้อยละ 24.1 จากเป้าหมายที่จะลดให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 และในฐานะที่เป็นองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล ปตท.สผ. มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเลเพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยในปี 2564 ปตท.สผ. สามารถสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศสำหรับพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในประเทศจากโครงการจัดทำแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลและบ้านปลา โครงการปลูกป่าชายเลน โครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล ซึ่งโครงการดังกล่าวสามารถนำไปลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในพื้นที่ปฏิบัติการของบริษัทได้ร้อยละ 29.5 เมื่อเทียบกับผลกระทบเชิงลบในปีฐาน 2562 นอกจากนี้ เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบของโควิด-19 ปตท.สผ. ได้ผสานองค์ความรู้และเทคโนโลยีด้านการค้นหาพลังงานมาประยุกต์ใช้ในการสร้างนวัตกรรม เพื่อช่วยปกป้องบุคลากรทางการแพทย์ และลดการแพร่กระจายของเชื้อไวรัส รวมทั้ง สนับสนุนงบประมาณแล้วกว่า 110 ล้านบาท ทั้งทางตรงและทางอ้อมให้หน่วยงานต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ

ผลการดำเนินงานในส่วนของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมซึ่งเป็นธุรกิจหลัก ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จเป็นอย่างยิ่งจากกิจกรรมในประเทศมาเลเซีย โดยได้เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช ในไตรมาส 1 มีการค้นพบแหล่งก๊าซฯ ที่มีขนาดใหญ่กว่าที่ได้มีการประมาณการไว้ในเบื้องต้นในโครงการซาราวัก เอสเค 410บี และได้ค้นพบแหล่งปิโตรเลียมแหล่งใหม่จากการเจาะหลุมสำรวจใน 3 โครงการนอกชายฝั่งซาราวัก นอกจากนี้ บริษัทได้ขยายการลงทุนด้วยการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการโอมาน แปลง 61 ซึ่งเป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ของประเทศโอมานอีกด้วย โดยจากความสำเร็จตามแผนกลยุทธ์ดังกล่าว ส่งผลให้ในปี 2564 บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันอยู่ที่ 416,141 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 18 จากปีก่อนหน้า สำหรับการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการของแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) ในประเทศไทย บริษัทได้เตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ ไว้เพื่อให้การติดตั้งแท่นผลิตและท่อใต้ทะเลทำได้อย่างรวดเร็วเมื่อสามารถเข้าพื้นที่ได้ และเพื่อให้โครงการสามารถผลิตได้ตามข้อกำหนดในสัญญาโดยเร็วที่สุด โดยในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา ได้ลงนามในข้อตกลงกับผู้รับสัมปทานเดิมเพื่อให้สามารถเข้าพื้นที่โครงการได้ และตั้งแต่ต้นปี 2565 บริษัทได้เริ่มเข้าไปดำเนินการในพื้นที่อย่างต่อเนื่องภายใต้สัญญาที่มีอยู่

ในส่วนของธุรกิจใหม่ที่จะช่วยเสริมสร้างการเติบโตในระยะยาว บริษัทได้มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี ความสามารถด้านงานวิจัยและพัฒนาที่จะช่วยส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงการเร่งขยายฐานธุรกิจของธุรกิจหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ ธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงพลังงานในรูปแบบใหม่ ๆ โดยได้มีการจัดตั้งบริษัทย่อยเพื่อรองรับการลงทุนในธุรกิจใหม่ดังกล่าวเพื่อความคล่องตัวและการเติบโตในอนาคต

จากผลการดำเนินงานดังกล่าวข้างต้น ส่งผลให้บริษัทมีผลประกอบการในปี 2564 ที่ดีขึ้นจากปีก่อนหน้า โดยหลักเกิดจากปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยต่อวันที่ปรับตัวสูงขึ้นจากโครงการใหม่ ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 43.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามราคาน้ำมันในตลาดโลกที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง และต้นทุนต่อหน่วยที่ลดลงมาอยู่ที่ 28.52 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ทั้งนี้ ในปี 2564 บริษัทมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ จำนวน 183 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน ในส่วนสถานะการเงิน ณ สิ้นปี 2564 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 23,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดทั้งสิ้น 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,017 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 4,094 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,428 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2564	ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	7,314	5,357	37	1,784	1,989	1,348	11	48
รายได้จากการขาย *	6,731	5,043	33	1,744	1,867	1,292	7	45
EBITDA **	4,996	3,512	42	1,297	1,330	829	3	60
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	1,211	720	68	292	321	81	10	>100
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.30	0.18	67	0.07	0.08	0.02	14	>100
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	1,479	781	89	335	513	168	53	>100
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(268)	(61)	>(100)	(43)	(192)	(87)	>(100)	>(100)

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้สำหรับปี 2564, ไตรมาส 3 ปี 2564 และไตรมาส 4 ปี 2564 แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม*

ภาพรวมเศรษฐกิจในปี 2564

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ในปี 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 69.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในปี 2563 ที่ 42.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ทั้งนี้เป็นผลมาจากการฟื้นตัวของความต้องการน้ำมันดิบหลังจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 คลี่คลายลง ในขณะที่กลุ่ม OPEC+ ยังคงปรับกำลังการผลิตอย่างค่อยเป็นค่อยไป เพื่อรักษาระดับสมดุลของอุปสงค์และอุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลก

ในไตรมาส 1 กลุ่ม OPEC+ ตัดสินใจปรับลดการผลิตสำหรับเดือนมกราคม ที่ 7.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน และซาอุดิอาระเบียปรับลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจเพิ่มอีก 1 ล้านบาร์เรลต่อวันสำหรับเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนเมษายน ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น เฉลี่ยอยู่ที่ 60.2 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล แม้ว่าอุปสงค์จะถูกกดดันจากการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 และความล่าช้าในการฉีดวัคซีน แต่อุปทานจากผู้ผลิต shale oil ในสหรัฐอเมริกา (สหรัฐฯ) ยังมีอัตราเพิ่มต่ำประกอบกับและสภาวะอากาศหนาวจัดในช่วงต้นปี ทำให้แหล่งน้ำมันดิบในรัฐเท็กซัสต้องหยุดผลิตชั่วคราว จึงทำให้อุปทานตึงตัวในระยะสั้น ในไตรมาส 2 ถึงแม้มีการผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ในสหรัฐฯ และกลุ่มประเทศยุโรป รวมถึงอัตราการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่เพิ่มขึ้นจะส่งผลให้เศรษฐกิจฟื้นตัวเร็วกว่าคาดการณ์ แต่กลุ่ม OPEC+ ยังคงทยอยปรับเพิ่มปริมาณการผลิตอย่างค่อยเป็นค่อยไป ทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 2 ยังคงปรับเพิ่มขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ 67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 3 ปรับตัวเพิ่มขึ้นต่อสู่ระดับราคาเฉลี่ยที่ 71.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากการเข้าสู่ฤดูท่องเที่ยวในสหรัฐฯ และกลุ่มประเทศยุโรป ประกอบกับความต้องการน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติเนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นเป็นประวัติการณ์ ในขณะที่อุปทานเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อยจากการบรรลุข้อตกลงเพิ่มปริมาณการผลิตของกลุ่ม OPEC+ รวมถึงผลกระทบจากเฮอริเคนไอดาต่อการผลิตน้ำมันดิบในอ่าวเม็กซิโก ทำให้ในไตรมาส 4 ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวขึ้นต่อและแตะระดับสูงสุดเหนือ 84 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในเดือนตุลาคม ทำให้สหรัฐฯ และชาติพันธมิตรประกาศนำน้ำมันดิบคงคลังจากคลังน้ำมันสำรองทางยุทธศาสตร์ออกมาใช้ ภายหลังจากข้อเรียกร้องให้กลุ่ม OPEC+ เพิ่มปริมาณการผลิตไม่เป็นผล ในช่วงปลายปีการแพร่ระบาดของโควิด-19 สายพันธุ์โอมิครอนส่งผลกระทบต่อความเชื่อมั่นของอุปสงค์น้ำมันดิบ ทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับลดรุนแรงมากกว่า 10 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แต่ในเวลาต่อมาราคาฟื้นตัวเฉลี่ยอยู่ที่ 78.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในไตรมาส 4 เนื่องจากผลการศึกษาพบว่าสายพันธุ์โอมิครอนมีความรุนแรงน้อยกว่าสายพันธุ์เดลต้า ทำให้มาตรการควบคุมการระบาดไม่ส่งผลกระทบต่ออุปสงค์มากนัก

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ในปี 2564 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยมีระดับต่ำสุดที่ 5.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในไตรมาส 1 จากความต้องการใช้พลังงานที่ลดลงเนื่องจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 หลังจากนั้นราคาได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ช่วงกลางปี โดยมีระดับสูงสุดที่ 56 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในช่วงเดือนตุลาคม เนื่องจากสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในทวีปยุโรปที่ปรับตัวสูงขึ้นเป็นอย่างมากจากความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงฤดูหนาว ประกอบกับปัญหาการหยุดการผลิตในหลายโครงการและการจำกัดการส่งก๊าซธรรมชาติจากประเทศรัสเซีย จึงส่งผลให้ระดับก๊าซธรรมชาติในคลังลดลงอย่างรวดเร็ว โดยในส่วนของสภาวะตลาดประจำปี 2564 ข้อมูลจาก FGE เดือนธันวาคม 2564 มีกำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 395 ล้านตันต่อปี (2563: 363 ล้านตันต่อปี) ในขณะที่มีความต้องการใช้โดยรวมอยู่ที่ประมาณ 393 ล้านตันต่อปี (2563: 362 ล้านตันต่อปี)

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

จากข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ความต้องการพลังงานของประเทศใน 10 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีปริมาณลดลงร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว สาเหตุหลักมาจากการใช้น้ำมันที่ลดลงโดยมีสาเหตุมาจากความต้องการที่ลดลงจากผลกระทบของการแพร่ระบาดของโควิด-19 อย่างต่อเนื่อง ในขณะที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นในภาคการผลิตอุตสาหกรรมและโรงแยกก๊าซฯ รวมไปถึงการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้น

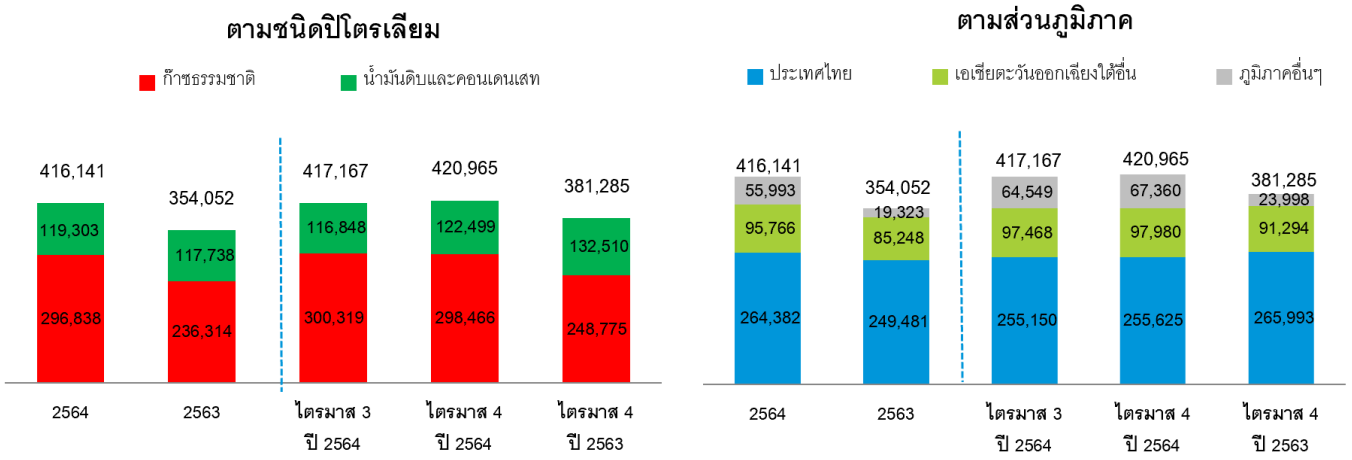
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ในปี 2564 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงโดยรวมจาก 29.93 มาปิดที่ 33.42 ณ สิ้นปี 2564 ปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการอ่อนค่าของเงินบาทยังคงมาจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 ทั่วโลก รวมถึงการค้นพบสายพันธุ์ใหม่ อย่างเช่น สายพันธุ์เดลต้าและสายพันธุ์โอมิครอน สำหรับประเทศไทย ตัวเลขผู้ติดเชื้อรายวันมีการเพิ่มขึ้นในช่วงไตรมาส 2 และขึ้นไปถึงระดับสูงสุดในช่วงไตรมาส 3 ที่ประมาณ 20,000 รายต่อวัน อย่างไรก็ตาม ตัวเลขผู้ติดเชื้อลดลงอย่างต่อเนื่องในช่วงท้ายของปี 2564 ซึ่งเป็นปัจจัยสนับสนุนให้มีการเปิดประเทศในเดือนพฤศจิกายนรวมถึงมาตรการผ่อนคลายล็อกดาวน์ต่าง ๆ อีกด้วย ในด้านนโยบาย รัฐบาลไทยและธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงดำเนินการออกนโยบายการคลังและการเงินเพื่อสนับสนุนเศรษฐกิจ ธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงอัตราดอกเบี้ยไว้ที่ 0.5% ในขณะที่ธนาคารกลางสหรัฐฯ ได้เริ่มมีการส่งสัญญาณเพิ่มอัตราดอกเบี้ยซึ่งทำให้ค่าเงินบาทได้รับปัจจัยเชิงลบเพิ่มเติม

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2564	ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	43.49	38.92	12	44.25	46.87	36.85	6	27
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	66.70	41.55	61	69.16	76.17	42.61	10	79
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.69	6.27	(9)	5.76	5.81	5.63	1	3
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	69.39	42.27	64	71.68	78.27	44.64	9	75

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 ไตรมาส 4 ปี 2564 และ ปี 2564 ไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ปี 2564 เปรียบเทียบกับปี 2563

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยปี 2564 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2563 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 416,141 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (ปี 2563: 354,052 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจในเดือนมีนาคม 2564 รวมถึงโครงการบงกช โครงการคอนแทร็ค 4 และโครงการอาทิตย์ ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น และโครงการมาเลเซียที่เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช ในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2564 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 12 เป็น 43.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ปี 2563: 38.92 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

ในไตรมาส 4 ปี 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 420,965 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 417,167 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการมาเลเซียที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับโครงการซอติก้าที่ปริมาณการขายลดลงจากการปิดเพื่อซ่อมบำรุง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6 เป็น 46.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2564: 44.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2564 กับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 381,285 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ และโครงการมาเลเซียที่เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช สุทธิกับโครงการบงกชที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 เป็น 46.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2563: 36.85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ปี 2564 เปรียบเทียบกับปี 2563

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับปี 2564 จำนวน 1,211 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 491 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 68 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 720 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 สุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน (ปี 2563: รับรู้กำไร) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมและขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่เพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับปี 2564 จำนวน 1,211 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับปี 2564 จำนวน 1,479 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 698 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีกำไร 781 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,688 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 18 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 12 อย่างไรก็ตาม ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 769 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยตามกำไรที่เพิ่มขึ้น และโครงการโอมาน แปลง 61 ส่วนใหญ่จากการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ซึ่งไม่กระทบต่อกระแสเงินสด นอกจากนั้นค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 119 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 116 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ และโครงการเอส 1 ที่มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น สุทธิกับโครงการบงกชที่ลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับปี 2564 จำนวน 268 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 207 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีขาดทุน 61 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเปลี่ยนแปลง 333 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากปีนี้รับรู้ขาดทุนจำนวน 234 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้น สุทธิกับกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ปี 2563 รับรู้กำไรที่ 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวลดลง นอกจากนั้นมีการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล จำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สรอ. อีกทั้งขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 92 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยปี 2564 รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน ในขณะที่ปี 2563 รับรู้ขาดทุนส่วนใหญ่จากโครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ และโครงการเยตากุน อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 342 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 10 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง สุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ (ไตรมาส 3 ปี 2564: ไม่มีการรับรู้) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 513 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 178 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไร 335 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 123 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 ประกอบกับปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเล็กน้อย รวมทั้งมีการรับรู้รายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้น 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการปรับเพิ่มสัดส่วนลงทุนในโครงการมาเลเซีย-แปลงเค นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง 186 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 125 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย โครงการมาเลเซีย และโครงการในประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น ซึ่งภาษีเงินได้บางส่วนของโครงการโอมาน แปลง 61 เป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และไม่กระทบต่อกระแสเงินสด

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 192 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 149 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ จำนวน 183 ล้านดอลลาร์ สรอ. ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน (ไตรมาส 3 ปี 2564: ไม่มีการรับรู้) สุทธิกับกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2564 รับรู้ขาดทุนที่ 41 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 240 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 296 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย รวมถึงขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง สุทธิกับขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 513 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 345 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไร 168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 575 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 27 ประกอบกับปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง 128 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 360 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย โครงการในประเทศโอมาน และโครงการมาเลเซียตามกำไรที่เพิ่มขึ้น ซึ่งภาษีเงินได้บางส่วนของโครงการโอมาน แปลง 61 เป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีและไม่กระทบต่อกระแสเงินสด

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 จำนวน 192 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 105 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีขาดทุน 87 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 139 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยไตรมาส 4 ปี 2564 รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2563 รับรู้ขาดทุนของโครงการเยตากุน สุทธิกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง 65 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสนี้รับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง (ไตรมาส 4 ปี 2563: รับรู้ขาดทุน) ประกอบกับขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าลดลง เนื่องจากเงินบาทแข็งค่าน้อยกว่าไตรมาส 4 ปีก่อน

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2564	ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	1,698	868	96	366	401	215	10	87
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1,576	944	67	324	546	207	69	164
- ประเทศไทย	1,220	799	53	271	372	204	37	82
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	356	145	>100	53	174	3	>100	>100
ตะวันออกกลาง	426	(13)	>100	32	37	(0.4)	16	>100
ออสเตรเลีย	5	(28)	>100	(0.5)	7	(16)	>100	>100
อเมริกา	(175)	(56)	>(100)	(2)	(23)	(5)	>(100)	>(100)
แอฟริกา	(147)	23	>(100)	9	(169)	32	>(100)	>(100)
อื่น ๆ	13	(2)	>100	3	3	(3)	0	>100
สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ	(487)	(148)	>(100)	(74)	(80)	(134)	(8)	40
รวม	1,211	720	68	292	321	81	10	>100

ปี 2564 เปรียบเทียบกับปี 2563

สำหรับปี 2564 มีกำไรสุทธิ 1,211 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 491 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 68 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 720 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง 439 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 421 ล้านดอลลาร์ สรอ.) สุทธิกับเขตภูมิศาสตร์แอฟริกาเปลี่ยนแปลงลดลง 170 ล้านดอลลาร์ สรอ. และการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 339 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

สำหรับปี 2564 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง มีกำไรสุทธิ 426 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 439 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 รวมทั้งรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นโดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นโดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 ส่วนใหญ่เป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ซึ่งไม่กระทบต่อกระแสเงินสด รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  - **ประเทศไทย**

สำหรับปี 2564 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 1,220 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 421 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 53 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 799 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแทร็ค 4 รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลงโดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น และค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้นตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา**

สำหรับปี 2564 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 147 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 170 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับปี 2564 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 487 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 339 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 148 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ปี 2563 รับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวลดลง

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 10 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 121 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในเขตภูมิศาสตร์แอฟริกา 178 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  - **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 4 ปี 2564 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 271 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลงโดยหลักจากโครงการบงกช ประกอบกับรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

  - **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 4 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 174 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 121 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 53 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งรายได้อื่นๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับเพิ่มสัดส่วนลงทุนในโครงการมาเลเซีย-แปลงเค

- **เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา**

ในไตรมาส 4 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 178 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 9 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

ไตรมาส 4 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 240 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 168 ล้านดอลลาร์ สรอ.และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 171 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในขณะที่เขตภูมิศาสตร์แอฟริกาเปลี่ยนแปลงลดลง 201 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 54 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**
  - **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 4 ปี 2564 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 168 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 82 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 204 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

  - **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 4 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 174 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 171 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับรายได้อื่นๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับเพิ่มสัดส่วนลงทุนในโครงการมาเลเซีย-แปลงเค ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา**

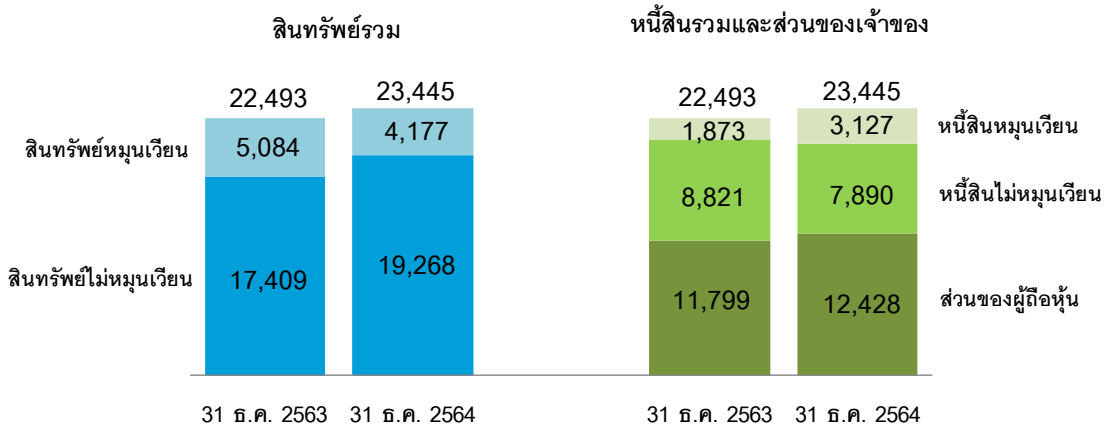
ในไตรมาส 4 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 201 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 4 ปี 2564 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 80 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 40 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง เนื่องจากมีรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลงไตรมาสนี้ (ไตรมาส 4 ปี 2563: รับรู้ขาดทุน) ประกอบกับขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าลดลง เนื่องจากเงินบาทแข็งค่าน้อยกว่าไตรมาส 4 ปีก่อน

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 23,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 952 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 22,493 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 1,859 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61

ในขณะที่

(2) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ มีจำนวนลดลง 907 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 1,145 ล้านดอลลาร์ สรอ.

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,017 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้นจำนวน 323 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 10,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 1,254 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น 498 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหุ้นกู้ระยะยาวสกุลเงินบาทที่จะถึงกำหนดชำระในเดือนมิถุนายน 2565 ภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 278 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามกำไรที่เพิ่มขึ้น และประมาณการหนี้สินระยะสั้นเพิ่มขึ้น 231 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต

(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หุ้นกู้ ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 931 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตลดลง 681 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการบงกช หุ้นกู้ลดลง 354 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหุ้นกู้ระยะยาวสกุลเงินบาทที่จะถึงกำหนดชำระในเดือนมิถุนายน 2565 สุทธิกับการออกหุ้นกู้ดิจิทัลสกุลเงินบาทจำนวน 6,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 180 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในไตรมาส 4 ปี 2564 ในขณะที่หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 63 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีที่เพิ่มขึ้น 58 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61

ส่วนของเจ้าของ

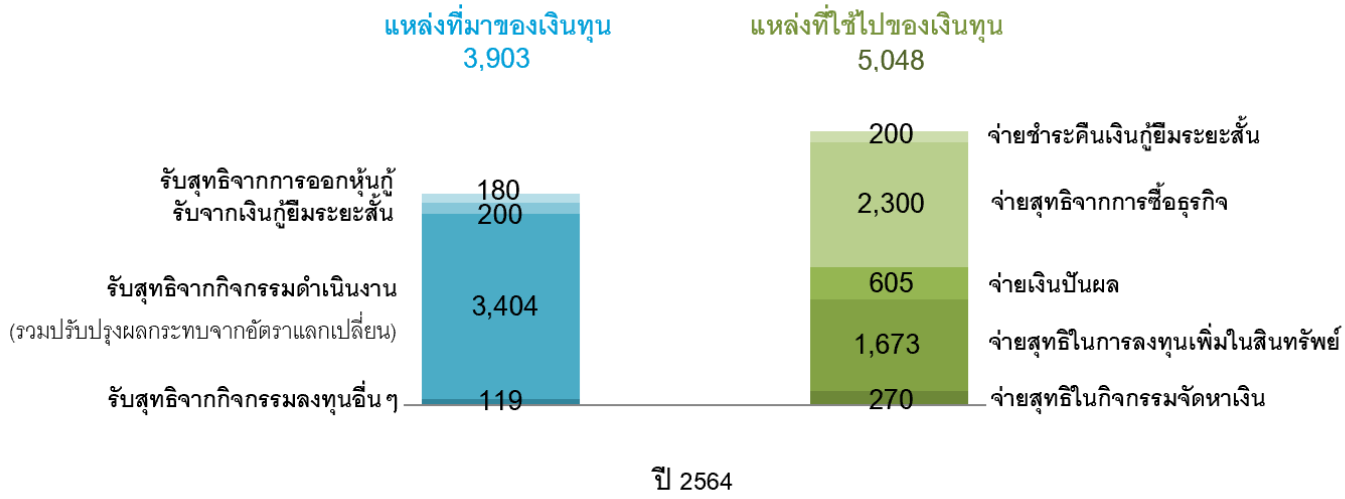
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 12,428 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 629 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 11,799 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับปีสุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายนและเดือนสิงหาคม 2564

การบริหารจัดการเงินทุนบริษัท

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ ในปี 2564 บริษัทได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ดิจิทัล ชนิดระบุชื่อผู้ถือไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีหลักประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ จำนวน 6,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 180 ล้านดอลลาร์ สรอ.) อายุ 5 ปี ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินลดลงจากร้อยละ 3.44 เป็น 3.38 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกที่คาดว่าจะยังคงชะลอตัวอีกระยะหนึ่ง

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 1,145 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด* จำนวน 3,704 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 3,903 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ ซึ่งรวมถึงเงินสดรับสุทธิจากการดำเนินงานของโครงการโอมาน แปลง 61 ภายหลังการเข้าซื้อธุรกิจ ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินงาน **เงินสดรับจากกิจกรรมจัดหาเงิน**จากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน รวมถึงเงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้ดิจิทัลสกุลเงินบาทไตรมาส 4 ปี 2564 และเงินสดรับสุทธิในกิจกรรมลงทุน ส่วนใหญ่จากเงินลงทุนระยะสั้นที่ครบกำหนดไถ่ถอน

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 5,048 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิจากการซื้อธุรกิจและลงทุนเพิ่ม**จากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในไตรมาส 1 ปี 2564 และการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส 1 โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการจี 2/61 **เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนดอกเบี้ย นอกจากนั้นมีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2563 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2564 รวมถึงการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

* ไม่รวมเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ปี 2564	ปี 2563	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 4 ปี 2563
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* margin)	73.21	68.38	73.24	70.27	63.26
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.99	6.09	8.16	9.99	6.09
อัตรากำไรสุทธิ	16.55	13.43	14.69	16.55	13.43
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.33	0.32	0.33	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.80	1.05	0.86	0.80	1.05

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้สำหรับปี 2564, ไตรมาส 3 ปี 2564 และไตรมาส 4 ปี 2564) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นปี 2564 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) จำนวน 1,350 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves) จำนวน 773 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 255,600 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 61 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 98,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 23 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจีและน้ำมันดิบ โดยหลังจากได้รับการต่อสัมปทานจนถึงเดือนมีนาคม 2574 โครงการได้เจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพื่อรักษาปริมาณการผลิตและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่อื่น ๆ รวมทั้งได้รับการอนุมัติแผนกลยุทธ์ระยะยาว 10 ปี สำหรับการดำเนินงานในอนาคตเรียบร้อยแล้ว **โครงการบงกช และโครงการอาทิตย์** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท และ **โครงการคอนแทร็ค 4** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ซึ่งทั้ง 3 โครงการสามารถผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ โดยสำหรับโครงการบงกช บริษัทได้ทำสัญญา Memorandum of Agreement (MOA) กับบริษัท Total E&P Thailand ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนปัจจุบัน เพื่อให้บริษัทเป็นผู้ดำเนินการเพียงผู้เดียว (Sole risk) สำหรับการขุดเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม (Infill drilling) และเป็นผู้รับรายได้รวมถึงต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมดจากปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิตดังกล่าว **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** สามารถดำเนินการได้ตามแผนงานการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** ซึ่งไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้ในปี 2564 แต่บริษัทได้มีการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น การจ้างงาน การเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ และการจัดซื้อจัดจ้างวัสดุอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงเตรียมแท่นผลิตเพื่อให้สามารถดำเนินการติดตั้งได้อย่างรวดเร็วเมื่อเข้าพื้นที่ได้ และผลิตก๊าซฯ ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยเร็วที่สุด โดยเมื่อวันที่ 20 ธันวาคม 2564 บริษัทได้มีการลงนามในข้อตกลงกับผู้รับสัมปทานรายเดิมเพื่อให้สามารถเข้าพื้นที่โครงการได้ และตั้งแต่ต้นปี 2565 บริษัทได้เริ่มเข้าไปดำเนินการในพื้นที่อย่างต่อเนื่องภายใต้สัญญาที่มีอยู่ เพื่อเตรียมการพัฒนา เตรียมสำรวจพื้นที่เพื่อวางท่อ ดำเนินการเตรียมเปลี่ยนผ่านในงานต่าง ๆ เช่น ระบบการผลิต และระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ เป็นต้น

โครงการในเมียนมา

โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)* ในเมียนมา ได้แก่ **โครงการซอติก้า** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา โครงการยังสามารถดำเนินการได้ตามแผนและรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติตามหน้าที่ภายใต้สัญญา แต่จากสถานการณ์โควิด-19 และสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศเมียนมาทำให้การดำเนินการในบางกิจกรรมมีความล่าช้าในบางขั้นตอน ทั้งนี้ บริษัทได้ดำเนินการติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและดำเนินการเตรียมการตามแผนการบริหารจัดการในภาวะวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management หรือ BCM) มีการประเมินความเสี่ยงและพิจารณาแผนการดำเนินงาน และวางแผนรองรับตามความเหมาะสม โดยมีการประสานงานร่วมกับ ปตท. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และกระทรวงการต่างประเทศอย่างสม่ำเสมอ นอกจากนี้โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D (Field Development Plan) เพื่อให้สามารถรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติตามหน้าที่ภายใต้สัญญา และอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างก่อสร้างแท่นผลิต ซึ่งมีความคืบหน้าเป็นไปตามแผนที่ได้วางไว้ **โครงการเยตากุน** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท โครงการได้กลับมาเริ่มผลิตอีกครั้งในเดือนตุลาคม 2564 หลังจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 คลี่คลาย **โครงการยาดานา** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยในปี 2564 โครงการได้เสร็จสิ้นงานเจาะหลุมผลิตจำนวน 2 หลุมในแหล่งยาดานาและบาดัมยาตามแผนงาน เพื่อรักษาระดับการผลิตและรองรับปริมาณการขายตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ และในวันที่ 21 มกราคม 2564 บริษัท TotalEnergies EP Myanmar ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนและเป็นผู้ดำเนินการ ได้ส่งหนังสือแจ้งขอยุติการลงทุนในโครงการยาดานาและบริษัท Moattama Gas Transportation Company (MGTC) ซึ่งดำเนินธุรกิจท่อส่งก๊าซจากโครงการฯ โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับอนุมัติจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่อไป คาดว่าจะใช้เวลาประมาณ 180 วัน

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ปัจจุบันยังอยู่ระหว่างรอการอนุมัติสัญญาแนบท้าย PSC (PSC Supplementary) และการเตรียมการต่าง ๆ เพื่อเข้าสู่การพัฒนาแหล่งเอ็ม 3 ต่อไป ทั้งนี้เมื่อวันที่ 17 กันยายน 2564 บริษัท Mitsui Oil Exploration Company Limited (MOECO) ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนในโครงการเมียนมา เอ็ม 3 ได้ขอยุติการลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 20 มีผลตั้งแต่วันที่ 31 ตุลาคม 2564 ตามสัญญาร่วมทุน ส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนในโครงการเป็นร้อยละ 100 โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับอนุมัติจากรัฐบาลสหภาพเมียนมา สำหรับ**โครงการ** Domestic Gas to Power ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ความไม่สงบในเมียนมาและสถานการณ์โควิด-19 ในช่วงหลายเดือนที่ผ่านมา ส่งผลให้การดำเนินงานบางอย่างของโครงการได้รับผลกระทบและมีความล่าช้าจากแผนเดิม ทั้งนี้ยังคงต้องติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดเพื่อประเมินความเสี่ยงและแนวทางในการดำเนินการที่เหมาะสมต่อไป

โครงการในมาเลเซีย

โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)* ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่ง รัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โดยโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมเจาะหลุมผลิต (Infill Well) ในแหล่ง SNP ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในช่วงต้นปี 2565 **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยโครงการได้ดำเนินการติดตั้ง Topsides ในแหล่งก๊าซธรรมชาติเพอร์มานิสเรียบร้อยแล้ว และคาดว่าจะเริ่มผลิตในเดือนมกราคม 2565 รวมถึงเตรียมการเจาะหลุมผลิตเพื่อเพิ่มระดับการผลิตจากแท่นการผลิตที่มีอยู่เดิม นอกจากนี้ **โครงการแปลงเอช** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติแล้วตั้งแต่ช่วงต้นเดือนกุมภาพันธ์ 2564 โดยมีกำลังการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตตามเป้าหมาย

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410 บี** แหล่ง Lang Lebah ซึ่งเป็นแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ โครงการได้ปรับแผนพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ขึ้น เช่น การปรับการออกแบบแท่นผลิตให้ใหญ่ขึ้น รวมทั้งการจัดการคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากกระบวนการผลิตตามแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศ โดยจะเริ่มการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น Front End Engineering Design (FEED) ในต้นปี 2565 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2566 นอกจากนี้ยังคงศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมของแหล่งเพิ่มเติมต่อไปและมีแผนจะเจาะหลุมสำรวจอย่างน้อย 1 หลุมในปี 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัก เอสเค 417** ได้ค้นพบก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ที่หลุมสำรวจ Nangka-1 ซึ่งเป็นหลุมสำรวจที่สองต่อจากการค้นพบในแหล่ง Dokong โดยมีแผนที่จะเจาะหลุมประเมินผลในโครงการดังกล่าวเพื่อยืนยันศักยภาพปิโตรเลียมต่อไป ในส่วนของ **โครงการซาราวัก เอสเค 405 บี** จากการค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุม Sirung-1 ในเดือนมีนาคม โครงการได้เริ่มศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียงเพิ่มเติม เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไปในอนาคต **โครงการซาราวัก เอสเค 438** ได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Kulintang-1 แล้วเสร็จในเดือนเมษายน และได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่น่าพอใจ โดยมีแผนการสำรวจเพิ่มเติมและศึกษาแผนพัฒนาต่อไป รวมถึงการเจาะหลุมสำรวจ Mak Yong-1 แล้วเสร็จในเดือนมิถุนายน 2564 ซึ่งอยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของบริเวณดังกล่าว ปัจจุบัน ทางโครงการได้เริ่มศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียงเพิ่มเติมเพื่อวางแผนการสำรวจต่อไปในอนาคต **โครงการซาราวัค เอสเค 314 เอ** อยู่ระหว่างการแปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ (3D Seismic Reprocessing) เพื่อเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565 **โครงการพีเอ็ม 407** อยู่ระหว่างการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียม โดยได้ดำเนินการประมวลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ และสรุปการศึกษาทางธรณีวิทยาและศักยภาพทางปิโตรเลียม ขณะนี้โครงการอยู่ในช่วงของการวางแผนการสำรวจในลำดับถัดไป **โครงการพีเอ็ม 415** ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของแปลงสำรวจเพื่อวางแผนกลยุทธ์ในการสำรวจต่อไป

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)* ในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการได้เจาะหลุมพัฒนา 4 หลุมแล้วเสร็จในไตรมาส 3 และ 4 ปี 2564 ***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) โดยเบื้องต้นคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลาง

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 บริษัทได้

ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุน (Sale and Purchase Agreement, SPA) เพื่อเข้าลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 20 จากบริษัท BP Exploration (Epsilon) Limited (BP) โดยมีผลสมบูรณ์เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564 ปัจจุบันโครงการมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 69,000 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** เริ่มทำการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม ในเดือนกันยายน 2564 และเตรียมที่จะเจาะหลุมประเมิน 1 หลุมในปี 2565 รวมถึงทำการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติมเพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม ในปี 2565 **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 3** อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2566-2567 สำหรับ**แปลงสัมปทาน แอเรีย ซี** บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสิทธิ (Farm In/Farm Out Agreement) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 25 จากบริษัท Eni Sharjah B.V. (“ENI”) โดยคาดว่าการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนจะเสร็จสมบูรณ์ภายในต้นปี 2565 ซึ่งภายหลังการเข้าซื้อจะส่งผลให้มีสัดส่วนในการลงทุน ดังนี้ ENI (ผู้ดำเนินการ) ร้อยละ 50 SNOC ร้อยละ 25 และ PTTEP MENA ร้อยละ 25

โครงการในทวีปอเมริกา

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

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา เพื่อการบริหารจัดการอย่างเหมาะสม บริษัทจึงมีแนวทางที่จะคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการเพื่อลดภาระผูกพันต่าง ๆ ในอนาคต โดยโครงการได้ดำเนินการสละหลุมถาวรในพื้นที่แล้วเสร็จ และกำลังอยู่ในระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบาราริเนียส์ เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพในการพัฒนาปิโตรเลียม สำหรับ**โครงการโปติกัวร์** ในเดือนกรกฎาคม 2564 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัทย่อยที่เป็นผู้ถือสัดส่วนการลงทุนในโครงการดังกล่าว โดยการซื้อขายมีผลสมบูรณ์ในวันที่ 29 ตุลาคม 2564

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม ตามข้อผูกพันสัมปทาน แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2564 และไม่พบศักยภาพปิโตรเลียมและ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche หลังจากโครงการได้รับการอนุมัติแผนการเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจจากหน่วยงานรัฐบาลของเม็กซิโก ปัจจุบันโครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม และหลุมประเมินอีก 1 หลุม เสร็จเรียบร้อยแล้วโดยไม่พบศักยภาพปิโตรเลียมในหลุมสำรวจ แต่พบศักยภาพปิโตรเลียมในการพัฒนาในหลุมประเมิน ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

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 ศาลฯ มีคำพิพากษาในวันที่ 19 มีนาคม และ 25 ตุลาคม 2564 รวมถึงมีคำสั่งครบถ้วนในประเด็นคดี (Final Orders) ในวันที่ 15 พฤศจิกายน 2564 โดยหลังจากที่ได้พิจารณาคำพิพากษาโดยละเอียด PTTEP AAA ได้ใช้สิทธิยื่นขออุทธรณ์ในคดีดังกล่าวต่อศาลสหพันธรัฐประเทศออสเตรเลียแล้วในวันที่ 13 ธันวาคม 2564

โครงการในทวีปแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) ได้แก่

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ซึ่งเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย สำหรับไตรมาสนี้ กลุ่ม OPEC+ ยังคงมีนโยบายลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบลงเล็กน้อยตามสถานการณ์ราคาน้ำมันที่ยังคงผันผวน ประกอบกับหลุมผลิตบางหลุมมีกำลังการผลิตที่ลดลง และมีงานหยุดซ่อมบำรุงประจำ 3 ปีเป็นผลให้ทางโครงการมีกำลังการผลิตด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,300 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช เป็น***โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา*** *(Development Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในไตรมาส 1 ปี 2562 ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มผลิตได้ในช่วงต้นปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 -13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปลายปี 2569 - 2570 นอกจากนี้ การเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มอีกร้อยละ 24.5 จาก CNOOC ด้วยมูลค่าเท่ากับเงินลงทุน ตามสัดส่วนของ CNOOC ที่ใช้ในระหว่างการพัฒนาโครงการนั้น ได้รับการอนุมัติและประกาศอย่างเป็นทางการโดยรัฐบาลแอลจีเรียแล้วในเดือนสิงหาคม 2564 ทำให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 24.5 เป็นร้อยละ 49 โดยมี SONATRACH ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติของแอลจีเรีย เป็นผู้ร่วมลงทุนหลักในสัดส่วนร้อยละ 51

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของประเทศโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับโรงผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก งานก่อสร้างท่าเรือชั่วคราว และการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยรอบพื้นที่โครงการ รวมถึงงานขุดร่องน้ำเพื่อวางท่อก๊าซนอกชายฝั่งตามแผน และโครงการได้บรรลุเงื่อนไขการกู้เงินรูปแบบ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ และได้เบิกเงินกู้งวดแรกบางส่วนเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตามในช่วงปลายเดือนมีนาคมเกิดเหตุการณ์ความไม่สงบที่เมือง Palma ซึ่งอยู่ใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ทำให้ผู้ดำเนินการตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ในเดือนเมษายน เพื่อความปลอดภัยของพนักงาน พร้อมทั้งจัดตั้งคณะทำงานพิเศษสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้เพื่อศึกษาผลกระทบต่อโครงการ และกำหนดแผนและทิศทางการดำเนินการต่อไป ต่อมาในเดือนมิถุนายน กลุ่มประเทศเพื่อการพัฒนาแอฟริกาใต้ (South African Development Committee - SADC) และกองกำลังทหารจากประเทศรวันดา (Rwanda Defense Force, RDF) ได้ส่งกองกำลังทหารสนับสนุนเข้าไปในโมซัมบิกเพื่อการรับมือกับผู้ก่อความไม่สงบ ปัจจุบันกองกำลังทหารดังกล่าวได้เข้าประจำการในพื้นที่และอยู่ระหว่างการดำเนินการทางทหารเพื่อฟื้นฟูความปลอดภัยทางตอนเหนือของประเทศและเขตใกล้เคียงพื้นที่โครงการ ผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและให้การสนับสนุนรัฐบาลโมซัมบิกในปฏิบัติการดังกล่าวเพื่อให้สามารถกลับไปเริ่มงานได้อย่างปลอดภัยโดยเร็วที่สุด

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ โดยมีการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” เพื่อมุ่งสู่การเป็น “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม สามารถสร้างความมั่นคงทางพลังงาน พร้อมส่งมอบคุณค่าและสร้างความยั่งยืนให้แก่สังคม และสอดคล้องกับวิสัยทัศน์การเป็น “Energy Partner of Choice” โดยในปี 2564 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Index (DJSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 8 ในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream and Integrated Industry) และได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกของดัชนี FTSE4Good Index Series ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 นอกจากนั้น ในระดับประเทศ ปตท.สผ. ยังได้รับรางวัลยอดเยี่ยมด้านความยั่งยืน (Best Sustainability Awards) จากรางวัล SET Awards 2021 กลุ่ม Sustainability Excellence ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 และได้รับคัดเลือกจากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยให้อยู่ใน “รายชื่อหุ้นยั่งยืน” เป็นปีที่ 6 อีกด้วย

กรอบแนวคิดด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนเป็นหลักการในการดำเนินงานร่วมกันของ ปตท.สผ. ประกอบไปด้วย 3 องค์ประกอบหลัก ได้แก่ การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีกลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนตามรายละเอียดดังต่อไปนี้

ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศและสังคมคาร์บอนต่ำ (High Performance Organization and Thrive in Lower Carbon Future)

(1) **กลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม** (Sustainable E&P Business)

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก โดยเฉพาะโครงการก๊าซธรรมชาติในประเทศเพื่อตอบสนองต่อความต้องการใช้พลังงาน โดย ปตท.สผ. ยังคงให้ความร่วมมือกับหน่วยงานภาครัฐอย่างต่อเนื่องในการเข้าพื้นที่โครงการจี 1/61 เพื่อเตรียมความพร้อมในการผลิต โดยได้มีการลงนามข้อตกลงร่วมกับ บริษัท เชฟรอนประเทศไทย สำรวจและผลิต จำกัด ในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา ซึ่งจะทำให้เริ่มเข้าพื้นที่ได้ก่อนสัญญาฯ จะเริ่มในเดือนเมษายน 2565 นอกจากนั้น ในไตรมาส 4 ปตท.สผ. ค้นพบก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมอีกหนึ่งแหล่งนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ประเทศมาเลเซีย คือ โครงการซาราวัก เอสเค 417 จากการเจาะหลุมสำรวจ “นังกา-1” โดยโครงการดังกล่าวตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับโครงการซาราวัก เอสเค 405บี, โครงการซาราวัก เอสเค 410บี, โครงการซาราวัก เอสเค 438, โครงการซาราวัก เอสเค 314เอ, และโครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311 ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operator) ทั้งหมด โดยในอนาคตจะสามารถพัฒนาโครงการดังกล่าวในรูปแบบกลุ่มโครงการ (Cluster development) รวมทั้งใช้อุปกรณ์การผลิตและสิ่งอำนวยความสะดวกร่วมกันซึ่งจะทำให้สามารถดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นด้วย
- มุ่งเน้นการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันด้วยการควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ.ท่ามกลางสภาพแวดล้อมที่ผันผวนมากขึ้น
- ขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจ Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับ
- มองหาโอกาสการลงทุนร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) ในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งได้แก่ ประเทศโอมาน และประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ โดยในไตรมาส 4 ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสิทธิเพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 25 ในแปลงสัมปทาน Sharjah Area C ซึ่งเป็นโครงการในระยะสำรวจและมีศักยภาพทางก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทสูง ตั้งอยู่ในทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ จากบริษัท Eni Sharjah B.V. โดยการเข้าซื้อสัดส่วนโครงการดังกล่าว เป็นไปตามแผนกลยุทธ์การลงทุนของบริษัทฯ ในการขยายฐานการลงทุนในภูมิภาคตะวันออกกลาง
- ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) รวมไปถึงการเป็นผู้จัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Shipper) ผ่านบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี (“PTTGL”) และส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย

(2) **กลยุทธ์กระจายความเสี่ยงไปสู่ธุรกิจใหม่ที่นอกเหนือจากธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม** (Diversification to Beyond E&P Business)

- สร้างการเติบโตอย่างก้าวกระโดดให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV) โดยเร่งนำผลิตภัณฑ์และบริการเข้าสู่ตลาดให้เร็วขึ้น
- แสวงหาโอกาสการลงทุนใหม่ในธุรกิจไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบธุรกิจโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (Gas/LNG to Power) และพลังงานหมุนเวียน ในสาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนามและสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage – CCUS) รวมถึงพลังงานรูปแบบใหม่ในอนาคต เช่น ไฮโดรเจน
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต

ทั้งนี้ ในไตรมาส 4 ปตท.สผ. ได้ทำการจัดตั้งบริษัทย่อย 3 บริษัทได้แก่ บริษัท ฟิวเจอร์เทค เอนเนอร์ยี่ เวนเจอร์ จำกัด บริษัท ฟิวเจอร์เทค โซลาร์ (ประเทศไทย) จำกัด และบริษัท Delta Gas Transportation Limited และในปี 2564 ARV ยังได้มีการจัดตั้งบริษัทย่อยจำนวน 4 บริษัทเพื่อรองรับการขับเคลื่อนแต่ละสายงานธุรกิจ ได้แก่ บริษัท โรวูล่า (ประเทศไทย) จำกัด, บริษัท สไกลเลอร์ โซลูชั่นส์ จำกัด, บริษัท วรุณา (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท แคริว่า (ประเทศไทย) จำกัด รวมทั้งยังได้ร่วมลงทุนในบริษัท แอโร สกาย โซลูชั่นส์ จำกัด ในสัดส่วนร้อยละ 33 โดยเป็นการร่วมลงทุนกับบริษัท Aerodyne Group จากประเทศมาเลเซีย และบริษัท ดิจิตัล ครีเอชั่น จำกัด เพื่อให้บริการเทคโนโลยีโดรนโซลูชั่นในประเทศไทยด้วย

(3) **กลยุทธ์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก** (Greenhouse Gas Management) ปตท.สผ. มุ่งมั่นบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจกเพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยได้ตั้งเป้าลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 โดย ณ สิ้นปี 2564 บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 24.1 ผ่านการปรับปรุงกระบวนการผลิตและริเริ่มโครงการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ๆ เช่น การนำก๊าซเหลือทิ้งหรือก๊าซส่วนเกินกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตหรือนำไปใช้ประโยชน์ การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต การลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง และการนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการดำเนินงาน นอกจากนี้ ยังมีการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study) ของการนำเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage – CCUS) เข้ามาใช้ในแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางทะเลอีกด้วย นอกจากนี้ บริษัทยังอยู่ระหว่างการพิจารณาแผนงานสำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่อง เพื่อเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ ในปี 2564 บริษัทได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ดิจิทัล ชนิดระบุชื่อผู้ถือ ไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีหลักประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ จำนวน 6,000 ล้านบาท อายุ 5 ปี ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินลดลงจากร้อยละ 3.44 เป็นร้อยละ 3.38 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกที่คาดว่าจะยังคงชะลอตัวอีกระยะหนึ่ง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความสามารถในการแข่งขันในการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีเป้าหมายหลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การกำจัดสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 4 ปี 2564 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 45 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปขยายผลการใช้งานและปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดียิ่งขึ้น

- โครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนในท่อส่งปิโตรเลียมและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ สำหรับสนับสนุนกิจกรรมการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม อยู่ในระหว่างการทดสอบการใช้งานในแหล่งบงกชในช่วงไตรมาสที่ 4 ของปี 2564 ต่อเนื่องถึงไตรมาส 1 ของปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเบื้องต้นเป็นที่น่าพอใจและจะมีการนำผลการทดสอบมาใช้เป็นข้อมูลสำหรับการพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอน อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรมของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนที่จะมีการก่อสร้างที่โครงการเอส 1 ในปี 2565
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับใช้งานในการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) อยู่ระหว่างการพัฒนาหุ่นยนต์ต้นแบบ ซึ่งสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยโครงการนี้มีแผนงานที่จะนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในปี 2565
- โครงสร้างพื้นฐานเพื่อสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี บริษัทได้ดำเนินการก่อสร้างศูนย์พัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สผ. (PTIC) ในพื้นที่เขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECi) แล้วเสร็จในเดือนธันวาคม 2564 ซึ่งในพื้นที่ของ PTIC ประกอบไปด้วยอาคารทดสอบโรงงานต้นแบบ (Pilot Area Building) สนามทดสอบอากาศยานไร้คนขับ (UAV Test Field) รวมทั้งเครื่องมืออุปกรณ์และห้องปฏิบัติการที่มีความพร้อมสำหรับการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม โดย PTIC จะมีบทบาทสำคัญในการผลักดันและเร่งรัดความสำเร็จของการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมให้ไปสู่การนำไปใช้งานจริงในอุตสาหกรรม ซึ่งจะช่วยยกระดับความสามารถในการแข่งขันให้กับ ปตท.สผ.

ปตท.สผ. ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 4 ปี 2564 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.17 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.75 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่าสุดยังคงอยู่ในค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ทั้งนี้ ในไตรมาส 4 ปี 2564 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลสุดยอดองค์กรด้านนวัตกรรมและองค์ความรู้ ระดับโลก ประจำปี 2564 (Global Most Innovative Knowledge Enterprise Award 2021) หรือ Global MIKE Award 2021 จัดโดยมหาวิทยาลัยฮ่องกงโพลีเทคนิค และยังได้รับรางวัลนวัตกรรมแห่งชาติ ประจำปี 2564 ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ประเภทหน่วยงานเอกชน โดยได้รับรางวัลรองชนะเลิศอันดับ 2 จากโครงการคาร์เทียร์ ซึ่งเป็นกระบวนการผลิตท่อนาโนคาร์บอนจากก๊าซส่วนเกินในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ภายใต้การพัฒนาเทคโนโลยีวิศวกรรมและการวิจัยแบบบูรณาการ นอกจากนี้ ในด้านการบริหารทรัพยากรบุคคล ปตท.สผ. ได้รับ 2 รางวัลจาก Thailand HR Excellence Awards 2021 ซึ่งจัดโดย Human Resources Online ร่วมกับ Lighthouse Independent Media จากประเทศสิงคโปร์ ได้แก่ รางวัลชนะเลิศ ระดับ Gold สาขา Excellence in Talent Acquisition และรางวัลระดับ Bronze สาขา Excellence in Woekplace Culture โดยรางวัลเหล่านี้ แสดงให้เห็นว่า ปตท.สผ. มีการส่งเสริมการสร้างสรรค์นวัตกรรมและองค์ความรู้อย่างเป็นระบบ และมีระบบการบริหารทรัพยากรบุคคลในระดับมาตรฐานสากลทั้งในด้านการสรรหาและพัฒนาพนักงาน และการสร้างวัฒนธรรมองค์กร

<u>ด้านการสร้างความยั่งยืนด้านความเป็นเลิศด้าน</u> <u>Business Integrity (Sustain Business Integrity Excellence)</u> ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ตลอดปี 2564 ปตท.สผ. ยังคงเผชิญกับความท้าทายหลายๆ ปัจจัย อาทิ การระบาดของโรคโควิด-19 สถานการณ์ความไม่สงบในประเทศที่เข้าลงทุน แต่บริษัทยังคงยึดมั่นและดำเนินงานตามเป้าหมายที่ตั้งไว้ได้อย่างครบถ้วนและเหมาะสม โดยสรุปการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2564 ได้ดังนี้

- ดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ GRC in Common Sense ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพและให้พนักงานตระหนักและนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ พร้อมทั้งการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย
- ประเมินผลการดำเนินงานด้าน GRC ภายในองค์กร (Internal Maturity Assessment) สำหรับโครงการมาเลเซีย เพื่อนำผลที่ได้ไปพัฒนาแผนการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นและเตรียมความพร้อมในการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับองค์กร
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน เพื่อนำไปสู่เป้าหมายการไม่พบปัญหาที่ส่งผลกระทบรุนแรง (No surprise risk) อันเนื่องมาจากมีความเสี่ยงที่ไม่ได้ถูกระบุไว้ พร้อมทั้งสามารถเชื่อมโยงการรายงานข้อมูลความเสี่ยงกับรายงานด้าน Assurance อื่นๆ ได้ ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2565

- ทบทวนความเป็นไปได้ในการบูรณาการกิจกรรมและกระบวนการทำงานด้าน Assurance ให้มีความสอดคล้องกัน ไม่ซ้ำซ้อน และครบถ้วน
- ดำเนินการสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มความตระหนัก ความเข้าใจ และการนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงาน เช่น สื่อประชาสัมพันธ์ในรูปแบบ VDO Clips เกมส์ และการถ่ายทอดเรื่องราวที่นำหลัก GRC ไปปรับใช้ในในโครงการต่างๆ พร้อมทั้งจัดทำแบบสำรวจพนักงานภายในองค์กร เพื่อวัดความเข้าใจและตระหนักรู้ หลังจากได้ร่วมกิจกรรมของ GRC มาตลอดทั้งปี เพื่อวางแผนการส่งเสริมกิจกรรมการสร้างวัฒนธรรม GRC ในปีต่อไป
- จัดทำโครงการสำรวจความผูกพันของผู้มีส่วนได้เสียต่อการเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย (Stakeholders Engagement Survey) โดยร่วมมือกับหน่วยงานพัฒนาความยั่งยืนและบริหารองค์ความรู้เพื่อนำผลการศึกษาไปพัฒนาการดำเนินงานของบริษัทเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายของการเป็นองค์กรต้นแบบ

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการกำหนดนโยบายด้านสิทธิมนุษยชนและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากลต่างๆ และแสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2564 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท ผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 และจัดให้มีการอบรมในรูปแบบออนไลน์เกี่ยวกับสิทธิมนุษยชนให้กับพนักงานทุกคน อีกทั้งยังได้รับรางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชนประเภทหน่วยงานรัฐวิสาหกิจ จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 อีกด้วย

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม ทำให้ ปตท.สผ. เป็นที่ยอมรับจากสถาบันต่างๆ จากทั้งในประเทศและต่างประเทศ จะเห็นได้จากรางวัลต่างๆ ที่ ปตท.สผ. ได้รับตลอดปี 2564 อาทิ รางวัลองค์กรโปร่งใส โดยสำนักงาน ป.ป.ช. ซึ่งได้รับเป็นครั้งที่ 4 และรางวัลจากงาน 16th ASIAN ESG Award 2021 – The Best of Asia โดย นิตยสาร Corporate Governance Asia ประเทศฮ่องกง จำนวน 2 รางวัล ได้แก่ รางวัล Asia's Icon on Corporate Governance ซึ่งได้รับต่อเนื่องเป็นปีที่ 9 และรางวัล Asian Corporate Director Recognition Award ซึ่งมอบให้กับนายพงศธร ทวีสิน อดีตประธานเจ้าหน้าที่บริหาร รวมถึงรางวัล The Asset ESG Corporate Award 2021 และ The Asset Best CEO Award โดยนิตยสาร The Asset รวมจำนวน 5 รางวัล รวมทั้งได้รับการประเมินในระดับ 5 สัญลักษณ์ หรือดีเลิศ อย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นระดับสูงสุด จากการจัดอันดับด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีจากโครงการสำรวจการกำกับดูแลกิจการบริษัทจดทะเบียน ประจำปี 2564 (CGR 2021) พร้อมทั้งผ่านการรับรองการเป็นสมาชิกแนวร่วมต่อต้านคอร์รัปชัน ของภาคเอกชนไทย (Thailand's Private Sector Collective Action Coalition Against Corruption หรือ CAC) ในการประกาศผลการรับรองการเป็นสมาชิก CAC ในไตรมาส 4 ประจำปี 2564 นอกจากนี้ ผลคะแนนดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) ในหัวข้อการบริหารความเสี่ยงและภาวะวิกฤติของ ปตท.สผ. ได้รับคะแนนสูงสุด (Best Industry Score) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 ซึ่งรางวัลทั้งหมดที่ได้รับนี้ เป็นความภาคภูมิใจของ ปตท.สผ. และจะเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice ต่อไป

<u>ด้านการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่าและสร้างคุณค่าร่วมสู่สังคม (Optimize Resource & Create Shared Value)</u> ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม โดย ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2564 เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต** (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยในปี 2564 ปตท.สผ. ได้จัดทำแนวทางการประยุกต์ใช้ระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนในภาพรวม (PTTEP Circular Economy Guideline) และแนวทางการนำอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่มีอยู่ของ ปตท.สผ. มาใช้ใหม่ (Reuse Guideline for PTTEP Existing Facilities) เสร็จเรียบร้อยแล้ว รวมถึงได้เคลื่อนย้ายส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่โครงการอาทิตย์ไปยังแหล่งผลิตใหม่แล้วเสร็จไปเมื่อเดือนสิงหาคม ส่วนโครงการบนฝั่ง ปตท.สผ. มีการนำหน่วยผลิตเคลื่อนที่ไปทดแทนการสร้างโครงสร้างถาวรใหม่ (Mobile Production Facility Reuse) ได้ทั้งหมดร้อยละ 100 นอกจากนั้น ในปี 2564 บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ สอดคล้องกับเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย

- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต** (Ocean for Life) ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล (Guardian of the Ocean) เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยมีเป้าหมายในการสร้างมูลค่าเชิงบวก (Net Positive Impact) ต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services (BES) Value) ในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งภายในประเทศภายในปี 2568 และพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมดภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับมูลค่าในปีฐาน 2562 รวมถึงเป้าหมายในการสร้างรายได้ที่เพิ่มขึ้นของชุมชนกลุ่มเป้าหมาย (Community Income Increasing) ร้อยละ 50 และเพิ่มจำนวนเครือข่ายอนุรักษ์ได้ 16,000 ราย ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับก่อน ปตท.สผ. เข้าดำเนินโครงการ โดยในปี 2564 ปตท.สผ. สามารถสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศสำหรับพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในประเทศได้ร้อยละ 29.5 จากโครงการจัดทำแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลและบ้านปลา โครงการปลูกป่าชายเลน และโครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล รวมถึงได้ดำเนินการโครงการศึกษาไมโครพลาสติกร่วมกับมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งของอ่าวไทยเสร็จสิ้นเป็นที่เรียบร้อยแล้ว โดยมีแผนในการตรวจติดตามปริมาณไมโครพลาสติกเพื่อติดตามการเปลี่ยนแปลงทุกๆ 3 ปี นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังสามารถบรรลุเป้าหมายในการปลูกป่าชายเลน จำนวน 1,000 ไร่ ในพื้นที่จังหวัดนครศรีธรรมราชอีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี เช่น โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนต โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอน โครงการการนำเศษดินและเศษหินจากการขุดเจาะไปใช้ประโยชน์ในงานทำถนน โครงการเปลี่ยนทรายจากการกระบวนการผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ซีโอไลท์ และโครงการพัฒนาทุ่นสำหรับตรวจวัดคุณภาพน้ำทะเลและอุปกรณ์ตรวจวัดค่าไมโครพลาสติก ซึ่งปัจจุบันโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนาในระดับห้องปฏิบัติการ และการพัฒนาตัวต้นแบบ

ทั้งนี้ ในไตรมาส 4 ที่ผ่านมา ปตท. สผ. ได้รับ 3 รางวัลด้านโครงการเพื่อสังคม จากเวที The 12th Asia Best CSR Practices Awards 2021 ได้แก่ ประเภท Best Environment Friendly Project จากโครงการฟื้นฟูป่าเพื่อการเรียนรู้เชิงนิเวศสวนศรีนครเขื่อนขันธ์ ประเภท Community Development จากโครงการขยะสู่พลังงาน และประเภท Concern for Health จากโครงการส่งเสริมการพัฒนาด้านสุขภาพและการสนับสนุนสู้ภัยโควิด-19 นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้รับรางวัลด้านโครงการเพื่อสังคมระดับภูมิภาคเอเชีย ในกลุ่มบริษัทที่มีมูลค่าตลาดสูงกว่า 1 พันล้านบาท จาก The Global CSR Awards 2021 ถึง 3 รางวัล คือ รางวัลระดับ Gold ด้าน CSR Leadership รางวัลระดับ Gold ด้าน Best Community Programme และรางวัลระดับ Bronze ด้าน Best Environmental Excellent ซึ่งรางวัลเหล่านี้ สะท้อนให้เห็นถึงความรับผิดชอบต่อสังคม และสามารถสร้างความเปลี่ยนแปลงต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม รวมถึงให้ความสำคัญกับการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงาน ลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศต่อไป

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

Energy Outlook

การระบาดของโควิด-19 และภาวะเศรษฐกิจตกต่ำทำให้การใช้พลังงานโดยรวมทั่วโลกลดลง โดยเฉพาะการขนส่งที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงได้รับผลกระทบมากที่สุด ในส่วนของก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียนก็ได้รับผลกระทบเช่นกัน แต่อยู่ในระดับที่น้อยกว่า โดยในภาพรวมในปี 2564 ความต้องการใช้พลังงานหลักของโลกยังคงพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นหลัก และคาดการณ์ว่าจะเริ่มลดความสำคัญลงอย่างต่อเนื่องในระยะยาว อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ยังมีแนวโน้มที่จะปรับตัวสูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจในช่วงของการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน โดยส่วนใหญ่จะมาจากภาคการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเติบโตตามนโยบายของรัฐในหลายประเทศที่กำลังเปลี่ยนไปใช้พลังงานสะอาดจากก๊าซธรรมชาติมากขึ้น สำหรับความต้องการใช้น้ำมันโดยรวมยังคงมีแนวโน้มที่จะเติบโตเล็กน้อยจนถึงปี 2583 โดยการเติบโตดังกล่าวมาจากภาคปิโตรเคมี ภาคการค้าขายและขนส่งสินค้าเป็นหลัก ในขณะที่ประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นและการใช้เชื้อเพลิงทดแทนสำหรับการขนส่ง อาจส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันดิบลดลงไปบ้าง นอกจากนี้ การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน (Renewables Energy) อาจได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 ในระยะสั้น เนื่องจากรัฐบาลขาดเงินทุนในการให้การสนับสนุนและห่วงโซ่อุปทานขาดแคลนเนื่องจากการปิดประเทศ แต่ในระยะยาวคาดว่าความต้องการพลังงานหมุนเวียนจะฟื้นตัวขึ้นโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม เพื่อตอบสนองนโยบายและเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมในการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และก๊าซเรือนกระจกในประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก

ในส่วนของทิศทางพลังงานในประเทศไทย ภาครัฐได้ยกระดับการแก้ปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่ในการลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากปัจจุบันถึงปี 2573 ลดลงร้อยละ 40 ตามเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ (Nationally Determined Contribution) เพื่อให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2593 และปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero GHG Emission) ได้ภายในปี 2608 โดยมีการส่งเสริมการลงทุนพลังงานสีเขียวจากภาคพลังงาน เช่น การส่งเสริมให้เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าใหม่จากพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 หรือนโยบายการผลักดันการใช้รถยนต์พลังงานไฟฟ้าร้อยละ 30 ในปี 2573

ราคาน้ำมันดิบ

การแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 สายพันธุ์โอมิครอนและเดลต้าในช่วงปลายปี 2564 น่าจะยังคงส่งผลต่อเนื่องและกระทบตลาดน้ำมันดิบในปี 2565 แม้ว่าวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่ได้รับจะมีส่วนช่วยสร้างภูมิคุ้มกันในระดับหนึ่ง แต่การสร้างภูมิคุ้มกันต่อเชื้อสายพันธุ์ใหม่ ๆ ยังขึ้นอยู่กับชนิดของวัคซีนที่ได้รับก่อนหน้า รวมไปถึงโปรแกรมการฉีดวัคซีนกระตุ้นอีกด้วย จำนวนผู้ติดเชื้อรายวันที่พุ่งสูงทำสถิติใหม่โดยเฉพาะในภูมิภาคยุโรปและจำนวนผู้ป่วยวิกฤติในระดับที่สูง ส่งผลให้เริ่มมีการบังคับใช้มาตรการจำกัดการเดินทางอีกครั้ง ซึ่งคาดว่าจะมีผลไปจนถึงเดือนมีนาคม 2565 เป็นอย่างน้อย อุปสงค์น้ำมันดิบในไตรมาส 1 ปี 2565 มีแนวโน้มลดลงกว่า 230,000 บาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ดี อุปสงค์ตลอดปี 2565 โดยรวมยังคงฟื้นตัวต่อเนื่อง และคาดว่าจะสามารถปรับขึ้นเหนือระดับก่อนการระบาดที่ 100 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ในด้านอุปทาน คาดว่ากลุ่ม OPEC+ จะยังคงทยอยปรับเพิ่มการผลิตในอัตราเดือนละ 400,000 บาร์เรลต่อวัน ไปจนถึงเดือนกันยายน 2565 โดยสามารถปรับเป้าได้หากมีสถานการณ์ที่กระทบต่ออุปสงค์น้ำมันดิบอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม จากแนวโน้มปริมาณการผลิตที่ต่ำกว่าเป้าของรัสเซีย รวมถึงการชะลอการลงทุนในธุรกิจสำรวจและผลิตของประเทศต่างๆ ในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ส่งผลให้อุปทานมีโอกาสต่ำกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ 1-2 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2565 นอกจากนี้ การเจรจาข้อตกลงนิวเคลียร์ของอิหร่านคาดว่าจะสำเร็จและยกเลิกมาตรการคว่ำบาตรต่ออิหร่านได้ในไตรมาส 2 ปี 2565 ซึ่งจะส่งผลให้อิหร่านสามารถผลิตน้ำดับดิบเพิ่มขึ้นจากเดิมที่ 2.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็น 3.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในขณะที่การผลิตในสหรัฐอเมริกาคาดว่าจะสามารถเติบโตได้ตั้งแต่ไตรมาส 2 ปี 2565 สู่ระดับ 13 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากการเพิ่มงบลงทุนของบริษัทต่างๆ การเพิ่มขึ้นของจำนวนแท่นขุดเจาะน้ำมันดิบ และกิจกรรมการขุดเจาะที่เพิ่มมากขึ้น

จากการคาดการณ์อุปสงค์และอุปทานน้ำมันดิบ ตลาดน้ำมันดิบจะมีการปรับสมดุลตลอดช่วงปี 2565 ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 65-85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยสรุป ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ประกอบด้วย สถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 การบังคับใช้มาตรการล็อกดาวน์ ความคืบหน้าการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 สภาพภูมิอากาศรอบโลกที่ร้อนจัดหรือหนาวจัด การฟื้นตัวของอุปสงค์ มาตรการดอกเบี้ยและ QE ของธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) ปริมาณอุปทานจากกลุ่มผู้ผลิตหลัก เช่น กลุ่ม OPEC+ รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา มาตรการคว่ำบาตรต่ออิหร่าน รวมไปถึงนโยบายการใช้ปริมาณน้ำมันดิบจากคลังน้ำมันสำรองทางยุทธศาสตร์ เป็นต้น

สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2565 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 27 ล้านตัน เป็น 422 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 7) จากปี 2564 ในขณะที่ความต้องการรวมคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 399 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนธันวาคม 2564) ในด้านราคา ปัจจัยเรื่องราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ยังมีความผันผวนสูงในปี 2565 จะเป็นปัจจัยที่กระทบต่อราคา LNG รวมถึงความต้องการ LNG ในภาพรวมมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากการเปิดเสรีการค้า LNG (Market Liberalization) ในประเทศต่างๆ ในภูมิภาคเอเชีย ซึ่งทำให้เกิดผู้ค้า LNG มากขึ้น ประกอบกับภาวะถดถอยของกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในหลายประเทศ (Domestic Gas) จะส่งผลให้ความต้องการนำเข้า LNG เพิ่มสูงขึ้น โดยคาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 16 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก FGE เดือนมกราคม 2565)

Environmental, Social and Governance (ESG)

ประเด็นด้าน ESG หรือ สิ่งแวดล้อม (Environment) สังคม (Social) และการกำกับดูแล (Governance) ถือเป็นความท้าทายที่องค์กรจะต้องหาวิธีการบริหารจัดการอย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากมีผลโดยตรงต่อความยั่งยืนขององค์กร ซึ่งอาจมีผลกระทบต่อความสามารถในการสร้างผลกำไร การแข่งขัน ภาพลักษณ์ ชื่อเสียง และความอยู่รอดขององค์กร ดังนั้นองค์กรจึงต้องให้ความสำคัญกับประเด็นความเสี่ยงด้าน ESG และบูรณาการเข้าเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการขององค์กร ตั้งแต่การกำหนดวิสัยทัศน์และกลยุทธ์ รวมถึงบริหารจัดการความเสี่ยงต่างๆ ในด้าน ESG อย่างเหมาะสม เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย

ปตท.สผ. ได้ประเมินประเด็นที่สำคัญต่อความยั่งยืนที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจและเป็นส่วนที่ผู้มีส่วนได้เสียให้ความสำคัญ เพื่อรองรับการบริหารจัดการความเสี่ยงด้าน ESG ซึ่งประกอบด้วย 8 ประเด็นสำคัญ ในปี 2564 ได้แก่ 1) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยงและการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ 2) การเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม 3) การพัฒนาศักยภาพและความพร้อมของบุคลากร 4) เทคโนโลยีและนวัตกรรม 5) อาชีวอนามัยและความปลอดภัย 6) การสร้างคุณค่าให้แก่สังคม และชุมชน 7) การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ 8) การบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อม โดยบริษัทได้ดำเนินการพัฒนากลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนเพื่อรองรับประเด็นต่างๆ เหล่านี้ตามกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ซึ่งประกอบด้วย การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีกลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ดังที่กล่าวมาในข้างต้นในหัวข้อกลยุทธ์การบริหารจัดการ

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2565 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.4 จากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและภาคการท่องเที่ยวในประเทศ อย่างไรก็ตามการคาดการณ์นี้ถูกปรับลดลงจากเดิมที่ร้อยละ 3.9 เนื่องจากความไม่แน่นอนที่เกิดขึ้นจากการแพร่ระบาดของสายพันธุ์โอมิครอนในช่วงปลายปี 2564 ทั้งนี้ การเข้าถึงวัคซีนที่เป็นไปได้ทั่วถึงมากขึ้นทำให้การประมาณการการเติบโตของเศรษฐกิจเป็นไปได้อย่างสมดุลเนื่องจากความเป็นไปได้ในการมีมาตรการล็อกดาวน์เข้มงวดอีกครั้งจะทยอยลดลง ในเชิงนโยบาย ธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงให้ความสำคัญต่อนโยบายซึ่งสนับสนุนภาวะผ่อนคลายของตลาดการเงินและการฟื้นฟูของเศรษฐกิจในประเทศสำหรับปี 2565

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2565 คาดว่าจะมีความผันผวนซึ่งเกิดจากนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ซึ่งได้เริ่มมีการชะลอการซื้อคืนพันธบัตรรัฐบาล อย่างไรก็ตาม การฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยจากการเปิดประเทศทำให้เงินบาทคาดว่าจะแข็งค่าขึ้นโดยรวมในปี 2565 ปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อค่าเงินบาทยังคงเป็นประสิทธิภาพในการควบคุมโรคโควิด-19 รวมถึงสายพันธุ์ใหม่ๆ นโยบายการเงินของธนาคารแห่งประเทศไทย และนโยบายต่างๆของรัฐบาลในการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในประเทศ

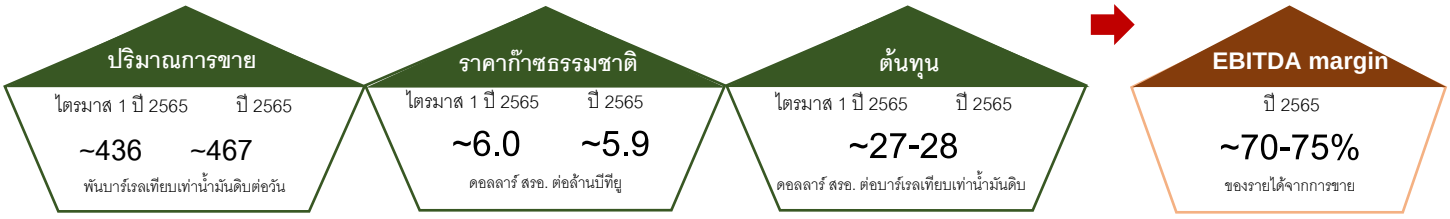
อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลักๆที่อยู่ในสกุลเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายในส่วนที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน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

ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

การประกาศพระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร (ฉบับที่ 50) พ.ศ. 2562 และ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) พ.ศ. 2562 ในเดือนเมษายน 2562 และในเดือนมิถุนายน 2563 ได้มีการออกกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง ทำให้กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. สามารถยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป โดยกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ได้รับรู้ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวในไตรมาส 2 และไตรมาส 3 ปี 2563 และจะไม่มีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทต่อสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ในแง่ของภาษีเงินได้ ต่อผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 4 ปี 2563 เป็นต้นไป

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2565

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 เป็นดังนี้



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

2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2565 ที่ 67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

3. รวมการดำเนินงานของโครงการโอมาน แปลง 61 ในประเทศโอมาน ที่ ปตท.สผ ซื้อขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 และการซื้อขายได้มีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564

4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ที่ประมาณ 436 และ 467 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ เติบโตจากปี 2564 จากการรับรู้ยอดขายเต็มปีเป็นปีแรกของโครงการมาเลเซีย แปลงเอช และโครงการโอมาน แปลง 61 รวมถึงการเริ่มผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 และโครงการ แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มผลิตในช่วงต้นปี 2565 ด้วย

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 และทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 6.0 และ 5.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาย้อนหลังของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นค่อนข้างมาก
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นปี 2564 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงสำหรับปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 15 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 27-28 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนหน้าจากการบริหารจัดการต้นทุน และการรับรู้ยอดขายเต็มปีเป็นปีแรกของโครงการมาเลเซีย แปลงเอช และโครงการโอมาน แปลง 61 รวมถึงการเริ่มผลิตของโครงการจี 1/61 และ จี 2/61 ในปี 2565 ซึ่งโครงการทั้งหมดดังกล่าวมีต้นทุนต่อหน่วยที่ค่อนข้างต่ำ