บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 3 ปี 2564 ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา โดยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 71.68 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ต่อบาร์เรล เป็นผลจากความต้องการใช้พลังงานที่ฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจและการผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ ในขณะเดียวกันความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าได้ทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติเหลวปรับตัวสูงขึ้นเป็นประวัติการณ์ สำหรับอุปทานน้ำมันดิบมีการปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ซึ่งเป็นไปตามแผนการเพิ่มปริมาณการผลิตของกลุ่ม OPEC+ แต่การชะลอการลงทุนในช่วงที่ผ่านมาได้ส่งผลให้ประเทศสมาชิกหลายรายไม่สามารถเพิ่มการผลิตได้ตามโควตาที่ได้รับ ประกอบกับการผลิตน้ำมันดิบในอ่าวเม็กซิโกที่ลดลงจากผลกระทบของเฮอริเคนไอดา จึงส่งผลให้น้ำมันดิบคงคลังทั่วโลกลดลงต่ำกว่าระดับเฉลี่ย 5 ปี โดยตลาดคาดการณ์ว่าในช่วงไตรมาส 4 อุปทานน้ำมันดิบมีแนวโน้มที่จะไม่สามารถเพิ่มขึ้นได้เพียงพอกับอุปสงค์ที่กำลังฟื้นตัว และอาจทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นในระดับ 75-85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

บริษัทมีความคืบหน้าที่สำคัญจากการดำเนินงานตามกลยุทธ์ “EXECUTE” และ “EXPAND” ในไตรมาสนี้ ได้แก่ โครงการซาราวัก เอสเค 417 ได้เริ่มเจาะหลุมสำรวจที่ 2 ในเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา หลังจากที่ประสบความสำเร็จในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติเมื่อต้นปี โดยคาดว่าจะทราบผลการเจาะสำรวจในไตรมาส 4 นี้ การเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ จาก CNOOC ได้รับการอนุมัติและประกาศอย่างเป็นทางการจากรัฐบาลแอลจีเรียเป็นที่เรียบร้อยแล้วในเดือนสิงหาคมที่ผ่านมา ส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 49 นอกจากนี้ บริษัทได้ดำเนินการขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัทย่อยที่ถือสัมปทานในโครงการโปติกัวร์ ซึ่งเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบในประเทศบราซิล ซึ่งเป็นไปตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท โดยคาดว่าจะมีผลโดยสมบูรณ์ภายในปีนี้ ในส่วนของการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการของแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) บริษัทยังคงไม่สามารถเข้าพื้นที่เพื่อติดตั้งแท่นผลิตและท่อใต้ทะเลได้ตามแผน แม้บริษัทจะยอมรับเงื่อนไขการเข้าพื้นที่ของผู้รับสัมปทานปัจจุบันแล้วก็ตามและจะส่งผลกระทบกับการผลิตก๊าซธรรมชาติให้ได้ตามสัญญา ทั้งนี้บริษัทได้ประสานงานกับผู้ซื้อและหน่วยงานรัฐอย่างต่อเนื่องเพื่อวางแผนให้เกิดผลกระทบน้อยที่สุด โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการประเมินผลกระทบและจะพยายามเร่งการลงทุนในแหล่งอื่นๆ ที่มีศักยภาพเพียงพอเพื่อชดเชยปริมาณการผลิตที่หายไปบางส่วน สำหรับการเปลี่ยนผ่านสิทธิฯ ของแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) มีความคืบหน้าตามแผนและพร้อมส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามข้อกำหนดในสัญญา

ในส่วนของการลงทุนในธุรกิจใหม่ บริษัทได้จัดตั้งบริษัทย่อยเพื่อรองรับการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียน และได้จัดตั้งบริษัทย่อยภายใต้บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด หรือ เออาร์วี เพื่อรองรับแผนการดำเนินธุรกิจและการเติบโตในอนาคตของ 4 หน่วยธุรกิจย่อย ซึ่งได้แก่ ธุรกิจด้านการสำรวจ ตรวจสอบ และซ่อมแซมอุปกรณ์ใต้ทะเล ธุรกิจให้บริการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานในหลากหลายอุตสาหกรรม ธุรกิจให้บริการทางด้านเกษตรอัจฉริยะและการจัดการป่าไม้แบบยั่งยืน และธุรกิจเครือข่ายข้อมูลด้านสุขภาพ

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 3 ปี 2564 บริษัทมีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 32 จากไตรมาสก่อนหน้า โดยราคาน้ำมันที่สูงขึ้นอย่างต่อเนื่องผลักดันให้ราคาขายเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 44.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยต่อวันได้ปรับตัวลดลงจากการเรียกรับก๊าซธรรมชาติจากโครงการในอ่าวไทยลดลง เนื่องจากในไตรมาสนี้มีการปิดซ่อมบำรุงประจำปี ประกอบกับต้นทุนต่อหน่วยได้ปรับขึ้นมาอยู่ที่ 29.39 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ส่วนใหญ่จากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ไม่พบศักยภาพเชิงพาณิชย์ กำไรสุทธิจากการดำเนินงานปกติจึงปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 335 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขณะผลขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติปรับตัวลดลง จากการรับรู้ผลขาดทุนจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่ลดลงอย่างมาก ส่งผลให้สำหรับรอบเก้าเดือน บริษัทมีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานทั้งสิ้น 2,375 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 74 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 3 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 23,226 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดทั้งสิ้น 2,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,157 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,888 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,069 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.32 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2564	เก้าเดือน ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,767	1,784	1,305	1	37	5,331	4,082	31
รายได้จากการขาย *	1,729	1,744	1,228	1	42	4,864	3,751	30
EBITDA **	1,328	1,297	890	(2)	46	3,665	2,682	37
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	222	292	230	32	27	890	639	39
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.06	0.07	0.06	17	17	0.22	0.16	38
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	349	335	195	(4)	72	967	613	58
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(127)	(43)	35	66	>(100)	(77)	26	>(100)

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้สำหรับไตรมาส 2 ปี 2564 ไตรมาส 3 ปี 2564 และงวดเก้าเดือน ปี 2564 แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล สำหรับงวดเก้าเดือน ปี 2564*

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2564

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 3 ปี 2564 เฉลี่ยอยู่ที่ 71.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2564 ที่ 66.9 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากการฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องของอุปสงค์ ในขณะที่อุปทานเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ส่งผลให้น้ำมันดิบคงคลังทั่วโลกลดต่ำกว่าระดับเฉลี่ย 5 ปี

ด้านการฟื้นตัวของอุปสงค์ เป็นผลจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจจากภาครัฐ การผ่อนคลายมาตรการล็อกดาวน์ รวมถึงการเข้าสู่ฤดูท่องเที่ยวในสหรัฐอเมริกาและกลุ่มประเทศยุโรป ประกอบกับความต้องการน้ำมันดิบเพื่อทดแทนก๊าซธรรมชาติที่ราคาในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นเป็นประวัติการณ์ในเดือนกันยายน ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันดิบในไตรมาส 3 ปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ดี หลายประเทศในภูมิภาคเอเชียยังมีอัตราการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่ไม่สูงมาก รวมถึงสาธารณรัฐประชาชนจีนที่ต้องบังคับใช้มาตรการล็อกดาวน์อีกครั้งเพื่อหยุดยั้งการแพร่ระบาดของสายพันธุ์เดลตา ทำให้อุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียปรับตัวลดลง

ในด้านอุปทาน แม้ว่าในวันที่ 18 กรกฎาคม 2564 กลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและชาติพันธมิตร หรือกลุ่ม OPEC+ จะบรรลุข้อตกลงเพิ่มปริมาณการผลิตเดือนละ 400,000 บาร์เรลต่อวัน ตั้งแต่เดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม 2564 เพื่อลดการตึงตัวของอุปทาน แต่ผลจากการชะลอการลงทุนในช่วงที่ผ่านมา ส่งผลให้ประเทศสมาชิกหลายรายไม่สามารถเพิ่มการผลิตได้ตามโควตาที่ได้รับ นอกจากนี้ เฮอริเคนไอดาที่พัดเข้าสู่อ่าวเม็กซิโกในช่วงปลายเดือนสิงหาคมสร้างความเสียหายต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ส่งผลกระทบต่อการผลิตน้ำมันดิบในอ่าวเม็กซิโกมากกว่า 30 ล้านบาร์เรล อุปทานในไตรมาสนี้จึงเพิ่มขึ้นเพียงเล็กน้อย

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 3 ปี 2564 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยอยู่ที่ 18.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมากจากครึ่งปีแรกที่ระดับราคาเฉลี่ย 10 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยราคาปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปลายไตรมาส 2 ที่ 13 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู มาอยู่ที่ 34 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในช่วงปลายเดือนกันยายน และมีแนวโน้มสูงขึ้นอีกในไตรมาส 4 จากสาเหตุหลักหลายประการ ได้แก่ อุปสงค์ที่สูงขึ้นหลังจากที่สถานการณ์โควิด-19 เริ่มคลี่คลาย ประเทศในเขตซีกโลกเหนือเริ่มกักตุนก๊าซฯไว้ใช้ในฤดูหนาว นอกจากนี้ ประเทศในยุโรปและประเทศจีนเริ่มเปลี่ยนมาใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าทดแทนถ่านหิน เนื่องจากมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่า รวมถึงการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงจากโรงไฟฟ้าพลังงานลมและนิวเคลียร์ในยุโรป ทำให้ความต้องการไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น ในขณะที่อุปทานของก๊าซธรรมชาติก็มีจำกัด โดยปริมาณสำรองก๊าซฯ ในยุโรปลดต่ำลงเป็นผลมาจากสภาพอากาศหนาวเย็นกว่าปกติในช่วงฤดูใบไม้ผลิ และประเทศรัสเซียลดการส่งออกก๊าซธรรมชาติทางท่อให้กับยุโรป รวมถึงการผลิต LNG จากหลายแหล่งลดลง เช่น US LNG ที่ได้รับผลกระทบจากเฮอร์ริเคนไอดา ปัญหาการผลิตที่ Bintulu LNG ในประเทศมาเลเซีย และการหยุดซ่อมของ Cove Point LNG plant ในประเทศสหรัฐอเมริกาและ Wheatstone LNG plant ในประเทศออสเตรเลีย เป็นต้น

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการพลังงานของประเทศไทยใน 7 เดือนแรกของปี 2564 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) สาเหตุหลักมาจากการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคการผลิตไฟฟ้า โรงแยกก๊าซ และภาคอุตสาหกรรม รวมไปถึงการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม โดยรวมแล้วการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นเกือบทุกประเภท ยกเว้นการใช้น้ำมันที่ลดลงโดยมีสาเหตุมาจากการแพร่ระบาดของโควิด-19

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

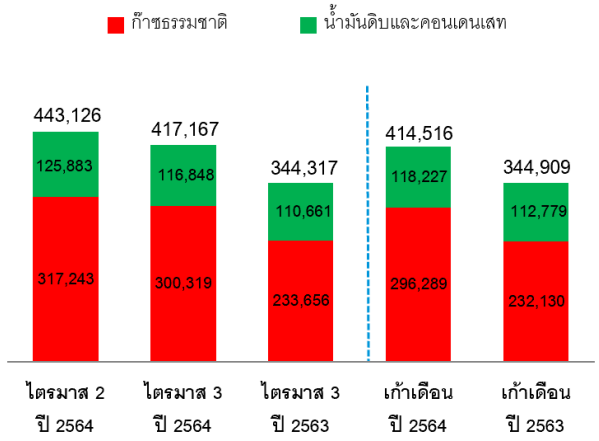
ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สรอ. จาก 32.05 บาท มาปิดที่ 33.92 บาท โดยมีความผันผวนสูงจากปัจจัยความไม่แน่นอนต่าง ๆ โดยปัจจัยหลักยังคงเป็นผลกระทบจากสถานการณ์โควิด-19 ต่อเศรษฐกิจของประเทศโดยเฉพาะในภาคท่องเที่ยว รวมถึงการเข้าถึงวัคซีนที่ยังคงเป็นไปอย่างไม่ทั่วถึง ทำให้การฟื้นตัวของเศรษฐกิจเป็นไปได้ล่าช้ากว่าคาด อย่างไรก็ตาม ในช่วงกลางไตรมาส 3 ค่าเงินบาทมีการแข็งค่าขึ้นเล็กน้อยจากตัวเลขผู้ติดเชื้อ ในประเทศไทยที่ลดลง และการประกาศมาตการผ่อนคลายล็อกดาวน์ต่าง ๆ จากรัฐบาล

ผลการดำเนินงาน

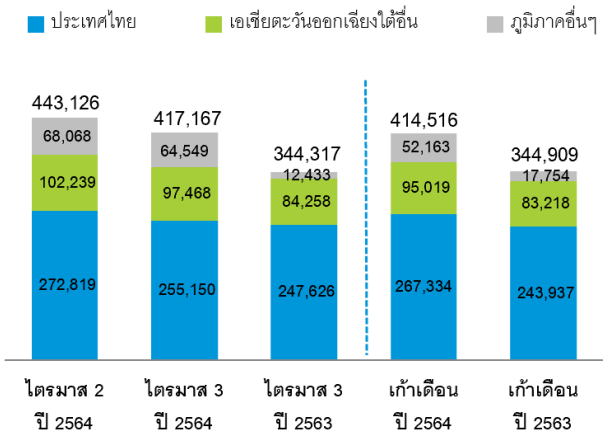
ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2564	เก้าเดือน ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	42.19	44.25	38.77	5	14	42.34	39.69	7
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	63.98	69.16	41.82	8	65	63.40	41.14	54
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.59	5.76	6.22	3	(7)	5.66	6.50	(13)
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	67.02	71.68	42.88	7	67	66.36	41.45	60

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2564 ไตรมาส 3 ปี 2564 และงวดเก้าเดือน ปี 2564 ไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

ในไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 417,167 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 443,126 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และโครงการยาดานาที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 44.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2564: 42.19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2564 กับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 344,317 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจในเดือนมีนาคม 2564 และโครงการมาเลเซียที่เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอชในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2564 รวมถึงโครงการคอนแทร็ค 4 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 44.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2563: 38.77 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เปรียบเทียบกับ ปี 2563

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2563 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 414,516 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563: 344,909 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ รวมถึงโครงการบงกชและโครงการคอนแทร็ค 4 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น และโครงการมาเลเซียที่เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช สำหรับราคาขายเฉลี่ยของงวด 9 เดือนปีนี้เพิ่มขึ้นเป็น 42.34 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563: 39.69 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 32 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 222 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง สุทธิกับค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 335 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไร 349 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 15 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ สุทธิกับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ลดลงเล็กน้อย จากปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 6 ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซียตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น และโครงการบงกชที่มีกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 และโครงการเวียดนาม 16-1 ที่มีการปรับประมาณการปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น รวมทั้งโครงการบงกชตามปริมาณการขายที่ลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 84 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 127 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในสัดส่วนที่น้อยกว่าไตรมาสก่อน สุทธิกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในสัดส่วนที่มากกว่าไตรมาสก่อน

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 27 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น สุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน (ไตรมาส 3 ปี 2563: รับรู้กำไร) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 335 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 140 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไร 195 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 516 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 21 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 186 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในประเทศไทยตามกำไรที่เพิ่มขึ้น และโครงการโอมาน แปลง 61 ซึ่งบางส่วนเป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และไม่กระทบต่อกระแสเงินสด นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ ประกอบกับโครงการเอส 1 มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ และโครงการมาเลเซียที่มีกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 จำนวน 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 78 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไร 35 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเปลี่ยนแปลง 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสนี้รับรู้ขาดทุนจำนวน 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง (ไตรมาส 3 ปี 2563: รับรู้กำไร 10 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ประกอบกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเปลี่ยนแปลง 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสนี้รับรู้ขาดทุนจำนวน 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น สุทธิกับกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2563 รับรู้กำไร 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เปรียบเทียบกับ ปี 2563

ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 จำนวน 890 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 251 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 39 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 639 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 อย่างไรก็ตามมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน (งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563: รับรู้กำไร) รวมถึงค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 จำนวน 890 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 จำนวน 967 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 354 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีกำไร 613 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,113 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น จากภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 409 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยตามกำไรที่เพิ่มขึ้น และโครงการโอมาน แปลง 61 ส่วนใหญ่จากการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ซึ่งไม่กระทบต่อกระแสเงินสด นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย เพิ่มขึ้น 244 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ และโครงการเอส 1 ที่มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น ประกอบกับโครงการบงกชและโครงการคอนแทร็ค 4 ที่มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น รวมถึงค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 82 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 จำนวน 77 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลง 103 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีกำไร 26 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเปลี่ยนแปลง 399 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 รับรู้ขาดทุนจำนวน 228 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่งวดเก้าเดือนปีก่อนรับรู้กำไร 171 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวลดลง ประกอบกับมีการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สรอ. และภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้จากสกุลเงินบาทไปเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ในระหว่างปี 2563 ส่งผลให้งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ไม่มีภาษีเงินได้ดังกล่าว ในขณะที่งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 มีภาษีเงินได้จากการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เกิดจากผลต่างของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อน

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2564	เก้าเดือน ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	395	366	255	(7)	44	1,299	653	99
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	382	324	260	(15)	25	1,031	737	40
- ประเทศไทย	307	271	192	(12)	41	848	595	43
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	75	53	68	(29)	(22)	183	142	29
ตะวันออกกลาง	6	32	1	>100	>100	389	(13)	>100
ออสเตรเลีย	(0.5)	(0.5)	(0.5)	-	-	(2)	(12)	83
อเมริกา	(2)	(2)	(2)	-	-	(151)	(51)	>(100)
แอฟริกา	6	9	(3)	50	>100	22	(9)	>100
อื่นๆ	3	3	(1)	-	>100	10	1	>100
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(173)	(74)	(25)	57	>(100)	(409)	(14)	>(100)
รวม	222	292	230	32	27	890	639	39

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 32 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 222 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 22 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2564 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 57 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในสัดส่วนที่น้อยกว่าไตรมาสก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  - **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 3 ปี 2564 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 271 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 12 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 307 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลงโดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น

  - **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 3 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 53 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 29 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 75 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากในไตรมาสนี้มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ ในขณะที่รายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

ไตรมาส 3 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 27 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 79 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และตะวันออกกลาง 31 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 49 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

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

ในไตรมาส 3 ปี 2564 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 271 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 79 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 41 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 192 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นโดยหลักจากโครงการคอนแทร็ค 4 ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการมีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

ในไตรมาส 3 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง มีกำไรสุทธิ 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 31 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 1 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นโดยหลักจากโครงการโอมานแปลง 61 ซึ่งบางส่วนเป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และไม่กระทบต่อกระแสเงินสด รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2564 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 49 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน ในไตรมาส 3 ปี 2564 โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น สุทธิกับกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2563 รับรู้กำไร โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เปรียบเทียบกับ ปี 2563

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 มีกำไรสุทธิ 890 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 251 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 39 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 639 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง 402 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 253 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 395 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 100 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 389 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 402 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 ประกอบกับรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจ ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นโดยส่วนใหญ่จากโครงการโอมาน แปลง 61 ส่วนใหญ่เป็นการทยอยรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการใช้ประโยชน์ของสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี ซึ่งไม่กระทบต่อกระแสเงินสด รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  - **ประเทศไทย**

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 848 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 253 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 43 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 595 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นรวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแทร็ค 4 ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น และการมีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

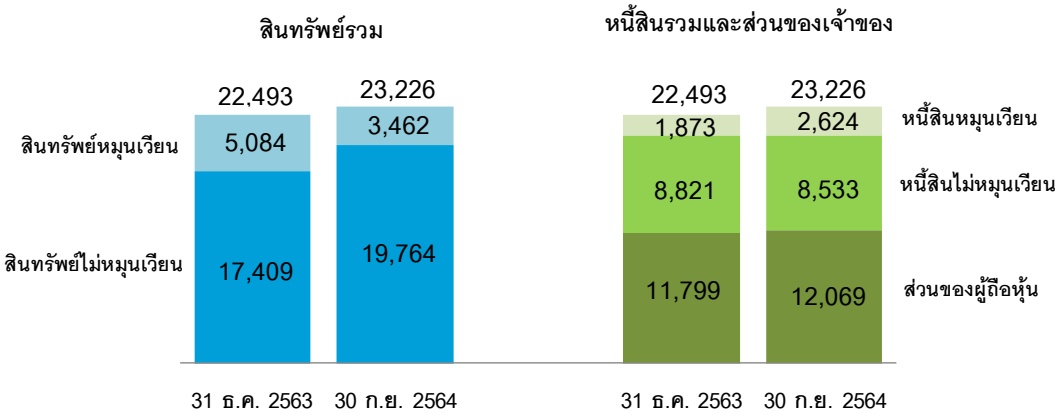
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 151 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล สุทธิกับไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 409 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 395 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 รับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันปรับตัวลดลง

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 23,226 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 733 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 22,493 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 2,355 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61

ในขณะที่

(2) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้า และลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ มีจำนวนลดลง 1,622 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 1,704 ล้านดอลลาร์ สรอ.

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,157 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้นจำนวน 463 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 10,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 751 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น 488 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหุ้นกู้ระยะยาวสกุลเงินบาทที่จะถึงกำหนดชำระในเดือนมิถุนายน 2565 และหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต หุ้นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 288 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากหุ้นกู้ลดลง 540 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหุ้นกู้ระยะยาวสกุลเงินบาทที่จะถึงกำหนดชำระในเดือนมิถุนายน 2565 สุทธิกับประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 79 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีที่เพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 67 ล้านดอลลาร์ สรอ.โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61

ส่วนของเจ้าของ

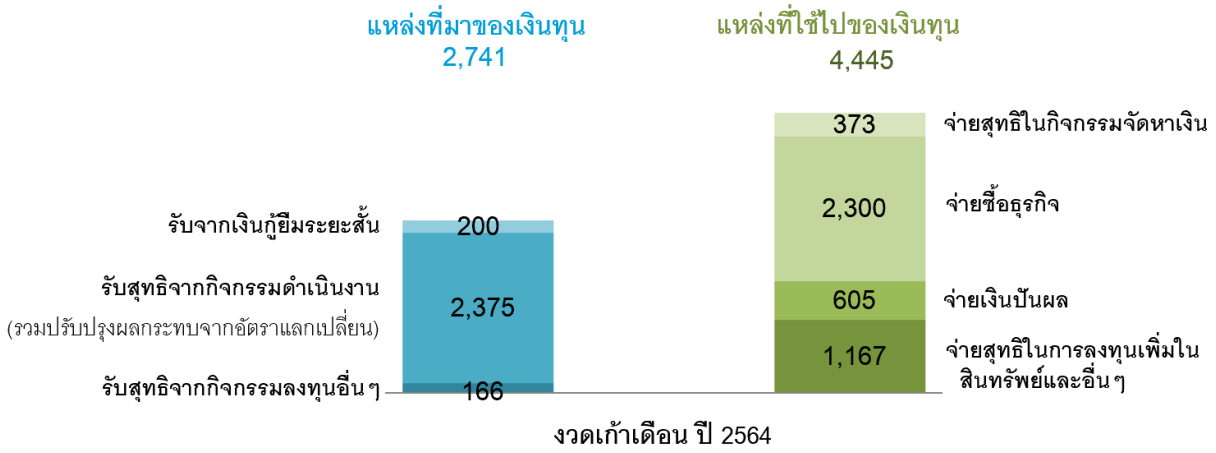
ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 12,069 ล้านดอลลาร์ สรอ.เพิ่มขึ้น 270 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 11,799 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรสำหรับงวดสุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน และเดือนสิงหาคม 2564

การบริหารจัดการเงินทุนบริษัท

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 2,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.32 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท และยังมีระดับต้นทุนทางการเงินต่ำที่ร้อยละ 3.43 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมันในอนาคต

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 30 กันยายน 2564 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 2,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 1,704 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด* จำนวน 3,704 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,741 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ ซึ่งรวมถึงเงินสดรับสุทธิจากการดำเนินงานของโครงการโอมาน แปลง 61 ภายหลังการเข้าซื้อซื้อธุรกิจ ซึ่งเป็นไปตามแผนการดำเนินงาน **เงินสดรับจากกิจกรรมจัดหาเงิน** จากเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน และ**เงินสดรับสุทธิในกิจกรรมลงทุน** ส่วนใหญ่จากเงินลงทุนระยะสั้นที่ครบกำหนดไถ่ถอน

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 4,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิจากการซื้อธุรกิจและลงทุนเพิ่ม**จากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในไตรมาส 1 ปี 2564 และการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส 1 โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการอาทิตย์ **เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2563 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2564 รวมทั้งการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมระยะสั้นจากสถาบันการเงิน

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

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2563	เก้าเดือน ปี 2564	เก้าเดือน ปี 2563
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* margin)	75.94	73.24	70.99	74.34	70.14
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	7.66	8.16	8.64	8.16	8.64
อัตรากำไรสุทธิ	14.82	14.69	17.01	14.69	17.01
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.34	0.32	0.33	0.32	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.98	0.86	0.78	0.86	0.78

* EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล สำหรับงวดเก้าเดือน ปี 2564

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา	=	อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการ ใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 255,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 61 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 97,500 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 23 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจีและน้ำมันดิบ โดยหลังจากได้รับการต่อสัมปทานจนถึงเดือนมีนาคม 2574 ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินการแผนพัฒนาและเร่งการผลิตน้ำมันให้ได้ตามเป้าหมายที่วางไว้ในปี 2564 รวมทั้งได้จัดทำแผนกลยุทธ์ระยะยาว 10 ปีสำหรับการดำเนินงานในอนาคตเสร็จเรียบร้อยแล้ว **โครงการบงกช และโครงการอาทิตย์** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท และ **โครงการคอนแทร็ค 4** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ซึ่งทั้ง 3 โครงการสามารถผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ โดยสำหรับโครงการบงกช บริษัทได้ทำสัญญา Memorandum of Agreement Relating to Bongkot End of Concessions (MOA) กับบริษัท Total E&P Thailand ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนปัจจุบัน เพื่อให้บริษัทเป็นผู้ดำเนินการเพียงผู้เดียว (Sole risk) สำหรับการขุดเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม (Infill drilling) และเป็นผู้รับรายได้รวมถึงต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมดจากปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิตดังกล่าว **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** สามารถดำเนินการได้ตามแผนงานการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** ซึ่งขณะนี้ยังไม่สามารถเข้าพื้นที่ได้ แต่บริษัทได้มีการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น การจ้างงาน การเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซฯ และการจัดซื้อจัดจ้างวัสดุอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงเตรียมแท่นผลิต เพื่อให้สามารถดำเนินการติดตั้งได้อย่างรวดเร็วเมื่อเข้าพื้นที่ได้ และผลิตก๊าซฯ ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยเร็วที่สุด

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 **โครงการเยตากุน** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท ได้หยุดผลิตชั่วคราวอีกครั้งหนึ่งหลังจากที่กลับมาผลิตได้ในปลายเดือนกรกฎาคมเนื่องจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 โดยการหยุดผลิตไม่มีผลกระทบต่อการดำเนินงานของบริษัทอย่างมีนัยสำคัญ **โครงการยาดานา** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตอีก 1 หลุมตามแผนงานในเดือนสิงหาคม เพื่อรักษาระดับการผลิตและรองรับปริมาณการขายตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ สำหรับ ***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 ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ความไม่สงบในเมียนมา และสถานการณ์โควิด-19 ในช่วงหลายเดือนที่ผ่านมา ส่งผลให้การดำเนินงานต่าง ๆ ของโครงการได้รับผลกระทบและมีความล่าช้าจากแผนเดิม 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 ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในเดือนธันวาคม **และโครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยโครงการได้ดำเนินการติดตั้ง Topsides ในแหล่งก๊าซธรรมชาติเพอร์มานิสเรียบร้อยแล้ว และคาดว่าจะเริ่มผลิตในเดือนตุลาคม รวมถึงเตรียมการเจาะหลุมผลิตเพื่อเพิ่มระดับการผลิตจากแท่นการผลิตที่มีอยู่เดิม นอกจากนี้ **โครงการแปลงเอช** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติแล้วตั้งแต่ช่วงต้นเดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา โดยมีกำลังการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตตามเป้าหมาย

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410 บี** แหล่ง Lang Lebah ซึ่งเป็นแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ อยู่ระหว่างการปรับแผนพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ขึ้น เช่น การปรับการออกแบบแท่นผลิตให้ใหญ่ขึ้น รวมทั้งการจัดการคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จากกระบวนการผลิตตามแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศ คาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ภายในปี 2566 นอกจากนี้ยังคงศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมของแหล่งเพิ่มเติมต่อไปและมีแผนจะเจาะหลุมสำรวจอย่างน้อย 1 หลุมในปี 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัก เอสเค 417** ได้เริ่มเจาะหลุมสำรวจที่ 2 ในเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา หลังจากที่ประสบความสำเร็จในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติเมื่อต้นปี โดยคาดว่าจะทราบผลการเจาะสำรวจในไตรมาส 4 นี้ ในส่วนของ **โครงการซาราวัก เอสเค 405 บี** จากการค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุม Sirung-1 ในเดือนมีนาคม โครงการได้เริ่มศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียงเพิ่มเติม เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไปในอนาคต **โครงการซาราวัก เอสเค 438** ได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Kulintang-1 แล้วเสร็จในเดือนเมษายน และได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่น่าพอใจ โดยมีแผนการสำรวจเพิ่มเติมและศึกษาแผนพัฒนาต่อไป นอกจากนี้โครงการได้เจาะหลุมสำรวจ Mak Yong-1 แล้วเสร็จในเดือนมิถุนายนและอยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของบริเวณดังกล่าว **โครงการซาราวัค เอสเค 314 เอ** อยู่ระหว่างการแปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ (3D Seismic Reprocessing) ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 4 เพื่อวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565 ต่อไป **โครงการพีเอ็ม 407** อยู่ระหว่างการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียม โดยได้ดำเนินการประมวลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2564 ขณะนี้อยู่ในระหว่างการวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุมในช่วงปี 2565 - 2566 ในลำดับต่อไป **โครงการพีเอ็ม 415** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ได้แก่หลุมสำรวจ JELAWAI-1&1ST 1 และ BEBARU-1 ซึ่งค้นพบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพไม่เพียงพอต่อการพัฒนาในเชิงพาณิชย์ จึงได้ตัดจำหน่ายหลุมสำรวจดังกล่าวในไตรมาสนี้

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)* ในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการมีแผนจะเจาะหลุมพัฒนาเพิ่ม 4 หลุม ซึ่งเป็นไปตามแผนพัฒนาโครงการฉบับปรับปรุงปี 2564 ในไตรมาส 3 โครงการได้เจาะ 2 หลุมแรกแล้วเสร็จและอยู่ระหว่างเจาะหลุมที่ 3 โดยมีแผนจะเจาะหลุมถัดไป ในไตรมาส 4 ***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 **โครงการโอมานแปลง 61** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 69,000 บาร์เรลต่อวัน ตามสัญญาการซื้อขาย สำหรับ***โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนชอร์ แปลง 12** อยู่ระหว่างการเจรจางานสำรวจแบบคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ (3D seismic acquisition) เพื่อใช้สนับสนุนในการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมเพื่อวางแผนเจาะหลุมสำรวจในปี 2566

โครงการร่วมทุนในยูเออีเป็น***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ซึ่งได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** เริ่มทำการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม ในเดือนกันยายน 2564 **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 3** ได้รับการอนุมัติจาก Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เรียบร้อยแล้ว ขณะนี้อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยา

โครงการในทวีปอเมริกา

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

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา เพื่อการบริหารจัดการอย่างเหมาะสม บริษัทจึงมีแนวทางที่จะคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการเพื่อลดภาระผูกพันต่าง ๆ ในอนาคต โดยโครงการได้ดำเนินการสละหลุมถาวรในพื้นที่แล้วเสร็จ และกำลังอยู่ในระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมตามเงื่อนไขของรัฐบาล

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบาร์รินเนียส์ เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อประเมินศักยภาพในการพัฒนาปิโตรเลียม สำหรับ**โครงการโปติกัวร์** ในเดือนกรกฎาคม 2564 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัทย่อยที่เป็นผู้ถือสัดส่วนการลงทุนในโครงการดังกล่าว โดยคาดว่าการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2564

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการเริ่มดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Bacalar-1EXP ตามข้อผูกพันสัมปทาน เมื่อวันที่ 5 กันยายน 2564 ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในเดือนตุลาคม 2564 และ **โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche หลังจากโครงการได้รับการอนุมัติแผนการเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจจากหน่วยงานรัฐบาลของเม็กซิโก ปัจจุบันโครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม และหลุมประเมินอีก 1 หลุม เสร็จเรียบร้อยแล้ว อยู่ระหว่างทดสอบหลุมเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียม

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 ในเดือนมีนาคม 2564 ศาลได้มีคำพิพากษากำหนดค่าเสียหายให้กับโจทก์ซึ่งเป็นผู้นำในการดำเนินคดีแบบกลุ่มเพียงรายเดียว เป็นจำนวนเงินประมาณ 0.02 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ยังไม่รวมดอกเบี้ยอีกประมาณ 0.01 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และต่อมาในเดือนตุลาคม 2564 ศาลได้มีคำพิพากษาเพิ่มเติมในประเด็นร่วมในคดีที่เหลือ โดยระบุบริเวณที่เชื่อว่าน้ำมันรั่วไหลไปถึง อย่างไรก็ดี ในส่วนผู้ร่วมดำเนินคดีแบบกลุ่มรายอื่น ยังต้องพิจารณาเรื่องอายุความและค่าเสียหายแยกต่างหากต่อไป ทั้งนี้ PTTEP AAA อยู่ระหว่างการพิจารณาคำพิพากษาโดยละเอียดเพื่อพิจารณาใช้สิทธิอุทธรณ์ต่อไป

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 14,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เป็น***โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา*** *(Development Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในไตรมาส 1 ปี 2562 ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มผลิตได้ในไตรมาส 4 ปีนี้ ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 -13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2569 นอกจากนี้การเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มอีกร้อยละ 24.5 จาก CNOOC ด้วยมูลค่าเท่ากับเงินลงทุน ตามสัดส่วนของ CNOOC ที่ใช้ในระหว่างการพัฒนาโครงการนั้น ได้รับการอนุมัติและประกาศอย่างเป็นทางการโดยรัฐบาลแอลจีเรียแล้วในเดือนสิงหาคมที่ผ่านมา ทำให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 24.5 เป็นร้อยละ 49 โดยมี SONATRACH ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติของแอลจีเรีย เป็นผู้ร่วมลงทุนหลักในสัดส่วนร้อยละ 51

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของประเทศโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับโรงผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก งานก่อสร้างท่าเรือชั่วคราวและการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยรอบพื้นที่โครงการ รวมถึงงานขุดร่องน้ำเพื่อวางท่อก๊าซนอกชายฝั่งตามแผน และโครงการได้บรรลุเงื่อนไขการกู้เงินรูปแบบ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ และได้เบิกเงินกู้งวดแรกบางส่วนเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตามจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เมือง Palma ในช่วงปลายเดือนมีนาคมซึ่งอยู่ใกล้กับพื้นที่ของโครงการ เมื่อวันที่ 26 เมษายน ผู้ดำเนินการประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) เพื่อความปลอดภัยของพนักงานพร้อมทั้งจัดตั้งคณะทำงานพิเศษสำหรับเหตุการณ์ฉุกเฉินนี้ เพื่อศึกษาผลกระทบต่อโครงการและกำหนดแผนและทิศทางการดำเนินการต่อไป เมื่อเดือนมิถุนายน กลุ่มประเทศเพื่อการพัฒนาแอฟริกาใต้ (South African Development Committee - SADC) และกองกำลังทหารจากประเทศรวันดา (Rwanda Defense Force, RDF) ได้ส่งกองกำลังทหารสนับสนุนโมซัมบิกในการรับมือกับผู้ก่อความไม่สงบในจังหวัด Cabo Delgado ซึ่งเป็นที่ตั้งของโครงการฯ ปัจจุบันกองกำลังทหารดังกล่าวได้เข้าประจำการในพื้นที่และอยู่ระหว่างการดำเนินการทางทหารเพื่อฟื้นฟูความปลอดภัยทางตอนเหนือของประเทศและเขตใกล้เคียงพื้นที่โครงการ ผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและให้การสนับสนุนรัฐบาลโมซัมบิกในปฏิบัติการดังกล่าวเพื่อให้สามารถกลับไปเริ่มงานได้อย่างปลอดภัยโดยเร็วที่สุด

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ โดยมีการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM "WE" to "WORLD" เพื่อมุ่งสู่การเป็น "องค์กรแห่งความยั่งยืน" ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม สามารถสร้างความมั่นคงทางพลังงาน พร้อมส่งมอบคุณค่าและสร้างความยั่งยืนให้แก่สังคม

เพื่อให้สอดคล้องกับวิสัยทัศน์การเป็น "Energy Partner of Choice" ปตท.สผ. ได้กำหนดกรอบแนวคิดด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนเป็นหลักการในการดำเนินงานร่วมกันขององค์กร อันประกอบไปด้วย 3 องค์ประกอบหลัก ได้แก่ การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญ ได้แก่

ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นดำเนินงานตามกลยุทธ์ "EXECUTE และ EXPAND" อย่างต่อเนื่องภายใต้สถานการณ์การระบาดของโรคโควิด-19 แนวโน้มการใช้เทคโนโลยีดิจิทัล รวมถึงการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ซึ่งทั้งหมดถือเป็นความท้าทายที่หลายธุรกิจ รวมถึงธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมกำลังเผชิญอยู่ ซึ่งในไตรมาส 3 สามารถสรุปได้ดังนี้

(1) **กลยุทธ์การดำเนินการ** (EXECUTE) : มุ่งเน้นการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันด้วยการควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง และการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการที่มีอยู่ในปัจจุบัน โดยการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลักโดยเฉพาะโครงการก๊าซธรรมชาติในประเทศเพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงาน โดย ปตท.สผ. ยังคงให้ความร่วมมือกับหน่วยงานภาครัฐอย่างต่อเนื่องในการเข้าพื้นที่โครงการจี 1/61 เพื่อเตรียมความพร้อมในการผลิต ซึ่งขณะนี้กำลังเร่งสรุปแผนรองรับการพัฒนาและการลงทุนให้สอดคล้องกับสถานการณ์และข้อจำกัดต่าง ๆ กับผู้ร่วมทุนและหน่วยงานภาครัฐ สำหรับโครงการจี 2/61 สามารถดำเนินการได้ตามแผนงานการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ ในส่วนของโครงการในต่างประเทศ ยังจำเป็นต้องผลักดันโครงการหลักให้เริ่มผลิตได้ตามแผนที่วางไว้ซึ่งได้แก่ โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ในแอลจีเรีย โครงการ Domestic Gas to Power ในเมียนมา โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในโมซัมบิก

(2) **กลยุทธ์การขยายธุรกิจ** (EXPAND) : มุ่งเน้นขยายธุรกิจในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว

- **กลยุทธ์** Coming-Home: เน้นการลงทุนในประเทศที่ ปตท.สผ. มีความชำนาญ ได้แก่ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้และตะวันออกกลาง มองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจ Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับ สำหรับในไตรมาส 3 ปตท.สผ. ได้ดำเนินการในส่วนของการปรับพอร์ตการลงทุน (Portfolio Rationalization) โดยทำการขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัทย่อยที่ถือสัมปทานในโครงการโปติกัวร์ แหล่งผลิตน้ำมันดิบในประเทศบราซิล สัดส่วนร้อยละ 50 ซึ่งคาดว่าจะมีผลโดยสมบูรณ์ภายในสิ้นปี 2564
- **กลยุทธ์** Strategic Alliance: แสวงหาโอกาสการลงทุนเพิ่มเติมที่มีศักยภาพกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญโดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง ได้แก่ ประเทศโอมานและสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ
- **กลยุทธ์** Non-E&P Business Investment for Sustainability: ลงทุนในธุรกิจใหม่ที่จะช่วยเสริมสร้างการเติบโตให้กับ ปตท.สผ. ได้ในระยะยาว โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยีและความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน การเร่งขยายธุรกิจหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ ธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมไปถึงพลังงานในรูปแบบใหม่ โดยในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. ได้จัดตั้งบริษัทย่อยเพื่อรองรับการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าและพลังงานหมุนเวียน รวมถึง บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (เออาร์วี) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้จัดตั้งบริษัทย่อยจำนวน 4 บริษัท เพื่อรองรับแผนการดำเนินธุรกิจและการเติบโตในอนาคตของ 4 หน่วยธุรกิจย่อย ซึ่งได้แก่ ธุรกิจด้านการสำรวจ ตรวจสอบ และซ่อมแซมอุปกรณ์ใต้ทะเล ธุรกิจให้บริการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานในหลากหลายอุตสาหกรรม ธุรกิจให้บริการทางด้านเกษตรอัจฉริยะและการจัดการป่าไม้แบบยั่งยืน และธุรกิจเครือข่ายข้อมูลด้านสุขภาพ
- **กลยุทธ์** LNG: ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) รวมถึงส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย โดยในไตรมาสนี้ บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี (PTTGL) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยและถือหุ้นร้อยละ 50 โดย ปตท. และปตท.สผ. ได้รับใบอนุญาตการเป็นผู้ประกอบการจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ จากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) รวมถึงแสวงหาโอกาสในธุรกิจอื่น ๆ ใน LNG value chain เพิ่มเติมในอนาคต

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 2,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.32 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท และยังมีระดับต้นทุนทางการเงินต่ำที่ร้อยละ 3.43 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมจะรองรับความผันผวนของราคาน้ำมันในอนาคต

ทั้งนี้ ในไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลสุดยอดองค์กรด้านนวัตกรรมและองค์ความรู้ (Thailand Most Innovative Knowledge Enterprise หรือ MIKE Award) ประจำปี 2564 เป็นครั้งแรก โดยเป็นเวทีระดับโลกที่จัดขึ้นเพื่อหาองค์กรที่มีแนวปฏิบัติด้านความเป็นเลิศและมีความโดดเด่นด้านจัดการองค์ความรู้และสร้างสรรค์นวัตกรรม

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความสามารถในการแข่งขันในการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีเป้าหมายหลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การกำจัดสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 47 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างท่อสำหรับงานรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม อยู่ระหว่างการนำไปทดสอบการใช้งานในการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียมในแหล่งบงกช
- โครงการปรับปรุงวิธีการวัดค่าสิ่งปนเปื้อนในก๊าซธรรมชาติเหลว อยู่ระหว่างการนำวิธีการวัดแบบใหม่ไปใช้จริงในแหล่งบงกชและอาทิตย์
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอน อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรมของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนที่จะมีการก่อสร้างในปี 2565
- ในด้านโครงสร้างพื้นฐานเพื่อสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี บริษัทอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างศูนย์พัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมปตท.สผ. (PTIC) ในพื้นที่เขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECi) โดยการก่อสร้างจะแล้วเสร็จภายในปี 2564

อีกทั้ง ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.15 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.74 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่าสุดสามารถเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

<u>ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC)</u> ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

- ดำเนินโครงการประเมินผลการดำเนินงานด้าน GRC ภายในองค์กร (Internal Maturity Assessment) สำหรับโครงการมาเลเซีย เพื่อนำผลที่ได้ไปพัฒนาแผนการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และเตรียมการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับ Company-wide
- จัดทำระบบเพื่อรวบรวมรายงานด้าน Assurance ให้สามารถวิเคราะห์ความสอดคล้องและความครบถ้วน เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถวางแผนการดำเนินงานด้าน Assurance ได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน และสามารถเชื่อมโยงการรายงานข้อมูลความเสี่ยงกับรายงานด้าน Assurance อื่น ๆ ได้
- ดำเนินการสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อเพิ่มความตระหนัก ความเข้าใจ และการนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงาน เช่น สื่อประชาสัมพันธ์ในรูปแบบ VDO Clips เกมส์ และการถ่ายทอดเรื่องราวที่นำหลัก GRC ไปปรับใช้ในการทำงานจริง เป็นต้น
- จัดทำโครงการสำรวจความผูกพันของผู้มีส่วนได้เสียต่อการเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC (Stakeholders Engagement Survey) โดยร่วมมือกับหน่วยงานพัฒนาความยั่งยืนและบริหารองค์ความรู้เพื่อนำผลการศึกษาไปพัฒนาการดำเนินงานของบริษัทเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายของการเป็นองค์กรต้นแบบต่อไป

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการกำหนดนโยบายด้านสิทธิมนุษยชนและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากลต่าง ๆ และแสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2564 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท ผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 อีกด้วย

อนึ่งในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. ได้รับรางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชนดีเด่น ประเภทรัฐวิสาหกิจประจำปี 2564 ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม อันเป็นผลมาจากการดำเนินธุรกิจที่ยึดมั่นในการให้ความเคารพในความแตกต่างและนำหลักสิทธิมนุษยชนสากลมาเป็นพื้นฐานของการดำเนินงาน ตลอดจนมีการกำหนดแนวปฏิบัติรวมถึงระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนอย่างชัดเจน และมีการสร้างความเข้าใจในเรื่องสิทธิมนุษยชนให้กับบุคลากรผ่านการฝึกอบรมต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง รวมทั้งมีระบบและกระบวนการรับเรื่องร้องเรียน (Whistleblowing) ที่ชัดเจน ซึ่งสามารถเข้าถึงได้โดยผู้ที่มีส่วนได้ส่วนเสียทั้งภายในและภายนอกองค์กร

ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม โดย ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาสนี้เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** (Greenhouse Gas Reduction) เพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยได้ตั้งเป้าลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 16.6 ด้วยการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง นอกจากนั้นยังได้ศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility Study) สำหรับโครงการการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และนำไปกักเก็บ (Carbon Capture Storage - CCS) ในอ่าวไทยอีกด้วย
- **กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต** (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยไตรมาส 3 ปี 2564 ปตท.สผ. ได้ดำเนินการเคลื่อนย้ายส่วนบนของแท่นหลุมผลิตที่โครงการอาทิตย์แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 20 สิงหาคม ที่ผ่านมา และยังคงมีอัตราการนำหน่วยผลิตเคลื่อนที่ไปใช้ใหม่แทนการสร้างโครงสร้างถาวร (Mobile Production Facility Reuse) ที่ร้อยละ 100 และสำหรับการบริหารจัดการทรัพยากรอื่น ๆ ให้เกิดประโยชน์สูงสุด บริษัทมีโครงการศึกษาการใช้ประโยชน์จากหินและดินที่เป็นของเสียจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) ด้วยการนำมาพัฒนาต่อยอดเป็นวัสดุทดแทนในการสร้างและซ่อมแซมถนน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 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 โดยในไตรมาส 3 ปตท.สผ. ได้สนับสนุนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่จำเป็นในการผลิตสินค้าให้แก่กลุ่มชุมชนชายฝั่ง เพื่อทำการแปรรูปผลิตภัณฑ์อาหารทะเล และเริ่มจำหน่ายผลิตภัณฑ์อาหารทะเลแปรรูปผ่านช่องทางออนไลน์ (Facebook และ Shopee) ส่งผลให้ภาพรวมผลิตภัณฑ์ฯ มีมูลค่าสูงขึ้นกว่าร้อยละ 78 จากมูลค่าเดิมอีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนกลยุทธ์การสร้างคุณค่าในระยะยาวทั้ง 3 ด้าน อาทิเช่น โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนต โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งและก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอน โครงการการนำเศษดินและเศษหินจากการขุดเจาะไปใช้ประโยชน์ในงานทำถนน โครงการเปลี่ยนทรายจากการกระบวนการผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ซีโอไลท์ และโครงการพัฒนาทุ่นสำหรับตรวจวัดคุณภาพน้ำทะเลและอุปกรณ์ตรวจวัดค่าไมโครพลาสติก ซึ่งปัจจุบันโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนา

ทั้งนี้ ในไตรมาส 3 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับรางวัลจากเวที Gulf of Sustainability Awards 2021 ด้านโครงการเพื่อสังคม ประเภท Best Community Development ระดับ Silver จากโครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล และเป็นบริษัทในภูมิภาคเอเชียบริษัทแรกที่ได้รับรางวัลประเภทนี้ และยังได้รับอีก 3 รางวัล ได้แก่ Innovation in Community Relations or Public Service Communications ระดับ Silver จากเวที The 2021 Asia-Pacific Stevie Awards ประเทศสหรัฐอเมริกา จากโครงการฟื้นฟูป่าเพื่อการเรียนรู้เชิงนิเวศสวนศรีนครเขื่อนขันธ์ จังหวัดสมุทรปราการ รางวัลชนะเลิศจากการประกวดโครงการเพื่อสังคม จาก The Asia Responsible Enterprise Awards (AREA) 2021 ในโครงการด้านการพัฒนาสุขภาพ และยังได้รับ Carbon Champion Certificate ซึ่งรับรองว่าเป็นองค์กรที่สามารถชะลอการเปลี่ยนแปลงของสภาพภูมิอากาศและจำกัดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้จริง จากการดำเนินโครงการปลูกป่าลดภาวะโลกร้อนครอบคลุม 27 จังหวัด และสุดท้ายคือโครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม จังหวัดสงขลา ได้รับรางวัล Communitas Awards 2021 ในหมวดองค์กรที่เป็นเลิศด้านการรับผิดชอบต่อสังคม จากโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักลูกปู เพื่อความยั่งยืนของกลุ่มประมงพื้นบ้าน และถือเป็นบริษัทเดียวในประเทศไทยที่ได้รับรางวัลนี้ โดยแสดงถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในการยึดถือหลักจริยธรรม คำนึงถึงผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และรับผิดชอบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อมอย่างต่อเนื่อง

แนว โน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

หลังจากอัตราการรับวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่สูงกว่าร้อยละ 60 ของประชากรในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศในภูมิภาคยุโรป ส่งผลให้มาตรการล็อคดาวน์และจำกัดการเดินทางได้รับการผ่อนคลายลงอุปสงค์น้ำมันดิบจึงมีแนวโน้มที่จะเติบโตอย่างต่อเนื่องในไตรมาส 4 และแตะระดับ 98 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งส่วนใหญ่ได้รับอานิสงส์มาจากการเดินทางบนท้องถนนที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ อุปสงค์น้ำมันดิบอาจเพิ่มขึ้นอีกกว่า 400,000 บาร์เรลต่อวัน จากการถูกนำมาทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตกระแสไฟฟ้า เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติเหลวที่สูงขึ้นอย่างมากในขณะนี้ อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องจับตาสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 สายพันธุ์เดลต้าที่ยังคงแพร่ระบาดอย่างหนักในภูมิภาคเอเชีย

ในด้านอุปทาน ทางกลุ่ม OPEC+ ยังคงเป้าหมายที่จะเพิ่มการผลิตในอัตราเดือนละ 400,000 บาร์เรลต่อวัน ตั้งแต่เดือนสิงหาคมถึงสิ้นปี 2564 รวม 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ตาม มีการคาดการณ์ว่าผู้ผลิตส่วนหนึ่งยังไม่สามารถที่จะเพิ่มการผลิตได้ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ เนื่องมาจากการชะลอการลงทุนในช่วงก่อนหน้านี้และการซ่อมบำรุง โดยเฉพาะประเทศคาซัคสถาน รัสเซีย และไนจีเรีย ในขณะเดียวกันปริมาณการผลิตจากประเทศสหรัฐอเมริกายังคงเติบโตได้เพียงเล็กน้อย โดยคาดว่าจะผลิตได้เพียง 11.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน ภายในสิ้นปี 2564 เนื่องจากบริษัทน้ำมันส่วนใหญ่ต่างควบคุมนโยบายการลงทุน มุ่งเน้นเพิ่มเงินสด เพื่อนำไปชำระหนี้และจ่ายผลตอบแทนแก่นักลงทุน

จากการคาดการณ์ความสมดุลของอุปสงค์และอุปทานน้ำมันดิบนั้น พบว่าอุปทานน้ำมันดิบมีโอกาสตึงตัวในช่วงไตรมาส 4 นี้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบมีแนวโน้มที่จะปรับตัวสูงขึ้นอยู่ในระดับ 75-85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องมาจากอุปทานมีแนวโน้มที่จะไม่สามารถเพิ่มขึ้นได้เพียงพอกับอุปสงค์ที่กำลังฟื้นตัว นอกจากนี้ นโยบายการคว่ำบาตรต่อประเทศอิหร่านที่มีการคาดการณ์ว่าจะได้รับการผ่อนคลายในไตรมาส 4 และส่งผลให้กำลังการผลิตเพิ่มขึ้น 500,000 บาร์เรลต่อวัน กลับถูกเลื่อนออกไปอย่างน้อยภายในช่วงครึ่งปี 2565 โดยมีปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตามต่อในไตรมาส 4 ของปีนี้ ประกอบด้วย สถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 การบังคับใช้มาตรการล็อกดาวน์ ความคืบหน้าการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 การฟื้นตัวของอุปสงค์ มาตรการทางกระตุ้นเศรษฐกิจ ปริมาณอุปทานจากกลุ่มผู้ผลิตหลักอาทิ กลุ่ม OPEC รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา สภาพอากาศในอ่าวเม็กซิโก มาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐอเมริกาต่ออิหร่านและเวเนซุเอลา รวมไปถึงมาตรการการใช้ปริมาณน้ำมันดิบจากคลังสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงทางยุทธศาสตร์ของประเทศสหรัฐอเมริกาและจีน

สถานการณ์ LNG

สำหรับปลายปี 2564 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะอยู่ในสภาวะตึงตัว โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 32 ล้านตัน จากปี 2563 เป็น 395 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 8) ณ สิ้นปี 2564 ในขณะที่ความต้องการรวมเพิ่มขึ้นจากคาดการณ์เดิมอีก 14 ล้านตันมาอยู่ที่ประมาณ 393 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE ณ เดือนกันยายน 2564) ในด้านราคา คาดว่าราคา LNG อาจจะอยู่ที่ระดับเฉลี่ยที่ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในช่วงไตรมาส 4 เนื่องจากอุปสงค์ที่จะสูงขึ้นจากสถานการณ์โควิด-19 ที่คลี่คลาย การใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าทดแทนถ่านหิน และความต้องการก๊าซฯ ที่สูงขึ้นในฤดูหนาว โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 16-17 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ที่มา: FGE)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

สำหรับแนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2564 ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าจะมีการเติบโตที่ร้อยละ 0.7 ลดลงจากประมาณการเดิมที่ร้อยละ 1.8 ปัจจัยสำคัญที่ยังคงส่งผลต่อการเติบโตของเศรษฐกิจไทยในปี 2564 คือการควบคุมการระบาดของโรคโควิด-19 การเข้าถึงวัคซีนของประชาชน และมาตรการสนับสนุนการใช้จ่ายต่าง ๆ ของรัฐบาล สำหรับแนวโน้มอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในช่วงไตรมาส 4 คาดว่ายังคงมีความผันผวน ซึ่งนอกจากปัจจัยด้านการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยแล้ว ทิศทางของค่าเงินบาทจะได้รับผลกระทบจากนโยบายการเงินของธนาคารแห่งประเทศไทยและธนาคารกลางสหรัฐฯ อีกด้วย โดยในไตรมาส 3 ที่ผ่านมา ธนาคารแห่งประเทศไทยได้ตัดสินใจคงอัตราดอกเบี้ยที่ 0.5% ในขณะที่ธนาคารกลางสหรัฐเริ่มมีการส่งสัญญาณว่าจะเริ่มมีการปรับนโยบายการเงินไปในทิศทางที่เข้มงวดขึ้นในช่วงไตรมาส 4 ซึ่งเป็นปัจจัยเชิงลบต่อค่าเงินบาท

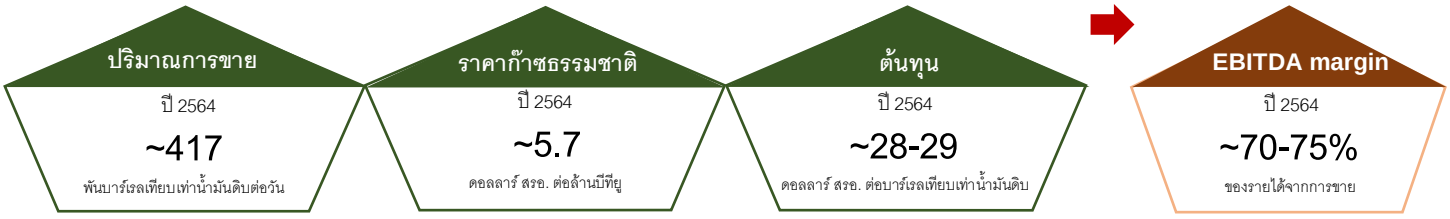
อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 82 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 2564

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2564 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2564 เป็นดังนี้



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

2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2564 ที่ 67.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

3. รวมการดำเนินงานของโครงการ Block 61 ในประเทศโอมาน ที่ ปตท.สผ ซื้อขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 และการซื้อขายได้มีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564

4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2564 ที่ประมาณ 417,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เติบโตจากปีก่อนหน้าจากการเริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ของโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช รวมถึงการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 ในโครงการโอมานแปลง 61 โดยการซื้อขายได้มีผลสมบูรณ์ เมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 5.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ลดลงจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาย้อนหลังของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกตกต่ำ นอกจากนั้นยังเป็นผลมาจากการเริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ของโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช และการเข้าซื้อโครงการโอมานแปลง 61 ซึ่งมีราคาขายก๊าซธรรมชาติที่ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับราคาก๊าซธรรมชาติถัวเฉลี่ยโดยรวมของบริษัท
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2564 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงสำหรับปี 2564 ที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 6 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับทั้งปี 2564 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 28-29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนหน้าจากการบริหารจัดการต้นทุน และการเริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ของโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช และโครงการโอมานแปลง 61 ซึ่งทั้ง 2 โครงการมีต้นทุนต่อหน่วยที่ค่อนข้างต่ำ