

บทสรุปผู้บริหาร

ในช่วงไตรมาส 1 ปี 2564 ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกได้ปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 60 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เป็นผลจากการใช้วัคซีนป้องกันโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) มากขึ้นในหลายประเทศและมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจที่ออกโดยรัฐบาลประเทศต่าง ๆ ส่งผลให้เกิดความเชื่อมั่นในการผ่อนคลายมาตรการปิดเมืองและการเปิดเสรีการเดินทางระหว่างประเทศอีกครั้ง โดยคาดว่าอุปสงค์น้ำมันดิบจะฟื้นตัวได้ตั้งแต่ไตรมาส 2 และจะฟื้นตัวอย่างรวดเร็วในไตรมาส 3 ปี 2564 ในส่วนของอุปทานน้ำมันดิบ กลุ่ม OPEC+ ยังคงปฏิบัติตามข้อตกลงในการลดกำลังการผลิตอย่างเคร่งครัด และไม่เร่งรัดในการเพิ่มปริมาณการผลิตที่ได้ปรับลดไปในปีที่ผ่านมาเพื่อช่วยพยุงตลาดน้ำมันดิบโลกต่อไป อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบยังคงถูกกดดันจากความกังวลของการรกลายพันธุ์ที่จะส่งผลให้เกิดการระบาดระลอกใหม่ที่รุนแรงขึ้นและจากความล่าช้าในการฉีดวัคซีนให้ประชาชนในบางประเทศอาจส่งผลให้หลายประเทศต้องเพิ่มมาตรการป้องกันการแพร่ระบาดอีกครั้ง

ปตท.สผ. ยังคงดำเนินการภายใต้กรอบกลยุทธ์ EXPAND - EXECUTE ซึ่งในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. ได้ประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมประเมินผลในโครงการซาราวัก เอสเค 410 ปี และพบว่าแหล่งก๊าซธรรมชาติมีขนาดใหญ่กว่าที่มีการประมาณการไว้เบื้องต้น ซึ่งนับเป็นการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ที่สุดของบริษัท นอกจากนี้ยังประสบความสำเร็จในการค้นพบแหล่งน้ำมันแก๊สใหม่จากการเจาะหลุมสำรวจในโครงการซาราวัก เอสเค 417 และโครงการซาราวัก เอสเค 405 ปี ในพื้นที่นอกชายฝั่งซาราวัก ประเทศมาเลเซีย โดยมีแผนในการเจาะหลุมเพิ่มเติมเพื่อยืนยันศักยภาพทางปิโตรเลียมของทั้ง 2 โครงการต่อไป สำหรับโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช ปตท.สผ. และผู้ร่วมทุน ได้เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งให้แก่เรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวของปิโตรนาส (PFLNG2) ในเดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา และจะทยอยเพิ่มการผลิตจนถึงระดับ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามแผนต่อไป นอกจากนี้ การเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 ในโครงการโอมาน แปลง Block 61 ได้บรรลุเงื่อนไขในสัญญาครบถ้วนและมีผลโดยสมบูรณ์แล้ว ซึ่งจะเพิ่มปริมาณการขายให้บริษัทได้ตั้งแต่วันที่ 23 มีนาคม 2564 เป็นต้นไป ความสำเร็จตามแผนกลยุทธ์ดังกล่าวข้างต้น นอกจากจะช่วยเพิ่มปริมาณการขายและปริมาณสำรองให้กับบริษัททั้งในระยะสั้นและระยะยาวแล้ว ยังเป็นการเสริมฐานการผลิตในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และตะวันออกกลางซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์ของบริษัทให้มีความมั่นคงมากยิ่งขึ้นอีกด้วย

ในส่วนของความคืบหน้าในการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ (Transition of Operations) ของแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) บริษัทยังคงไม่สามารถเข้าพื้นที่เพื่อติดตั้งแท่นผลิตและท่อใต้ทะเลได้ตามแผน เนื่องจากการเจรจาระหว่างรัฐและผู้รับสัมปทานปัจจุบันยังไม่ได้ข้อยุติ ซึ่งส่งผลกระทบต่อการผลิตก๊าซได้ตามแผน บริษัทได้ประสานงานกับผู้ซื้อและหน่วยงานรัฐอย่างต่อเนื่องเพื่อวางแผนให้เกิดผลกระทบน้อยที่สุด โดยให้ความสำคัญกับความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศเป็นหลัก ซึ่งในขณะนี้ บริษัทอยู่ระหว่างการประเมินผลกระทบและจะพยายามเร่งการลงทุนในแหล่งอื่นๆ ที่มีศักยภาพเพียงพอเพื่อชดเชยปริมาณการผลิตที่หายไปบางส่วน ทั้งนี้ การเปลี่ยนผ่านสิทธิของแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) มีความคืบหน้าที่ดีและพร้อมส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามข้อกำหนดในสัญญา

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทมีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวสูงขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ประกอบกับต้นทุนต่อหน่วยที่ลดลงจาก 31.09 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ มาอยู่ที่ 27.96 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และยังมีกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 สุทธิกับการรับขาดทุนจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันอีกด้วย โดยบริษัทมีระดับกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน จำนวนรวมทั้งสิ้น 803 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 74 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 23,302 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 1,795 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,151 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,895 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,151 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.32 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2563	ไตรมาส 1 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	1,348	1,779	1,771	32	0
รายได้จากการขาย	1,292	1,391	1,482	8	(6)
EBITDA	829	1,041*	1,082	26	(4)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	81	376	275	364	37
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.02	0.09	0.07	374	35
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	168	282	290	68	(3)
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(87)	94	(15)	208	>100

* ไม่รวมการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของบริษัทสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล



ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2564

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 1 ปี 2564 เฉลี่ยอยู่ที่ 60.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 4 ปี 2563 ที่ 44.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากความเชื่อมั่นของตลาดที่เพิ่มขึ้นจากจำนวนวัคซีนที่ได้รับอนุมัติการใช้มากขึ้น รวมถึงจำนวนผู้ได้รับการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่สูงขึ้นต่อเนื่อง โดยเฉพาะในสหราชอาณาจักร สหรัฐอเมริกา และกลุ่มประเทศยุโรป ส่งผลต่อความคาดหวังในการเปิดเสรีการเดินทาง ซึ่งจะส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันดิบเพิ่มขึ้น

นอกเหนือจากมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจที่ออกโดยรัฐบาลประเทศต่าง ๆ ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อภาวะการที่กลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและชาติพันธมิตร หรือ OPEC+ ยังคงปฏิบัติตามข้อตกลงการปรับลดการผลิตอย่างเคร่งครัดเพื่อรักษาสมดุลของอุปสงค์และอุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลก โดยได้ตกลงปรับลดการผลิตที่ 7.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน สำหรับเดือนมกราคม 2564 นอกจากนี้ เมื่อเห็นว่าตลาดโลกยังคงได้รับผลกระทบจากการระบาดของเชื้อไวรัสโควิด-19 ในระลอกใหม่ ประเทศซาอุดีอาระเบียได้ตัดสินใจปรับลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจเพิ่มอีก 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน สำหรับเดือนกุมภาพันธ์ถึงเดือนเมษายน 2564 ทำให้การปรับลดอุปทานรวมทั้งหมดสำหรับเดือนกุมภาพันธ์ถึงเมษายน 2564 อยู่ที่ 8.125 8.05 และ 7.9 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ ในขณะที่อุปทานจากผู้ผลิต shale oil ในสหรัฐอเมริกาในไตรมาส 1 ยังมีอัตราเพิ่มต่ำ เนื่องจากผู้ผลิตมีนโยบายการนำรายได้ไปชำระหนี้และคืนผลตอบแทนแก่นักลงทุนแทนการลงทุนเจาะหลุมเพิ่ม นอกจากนี้ สภาพอากาศหนาวจัดในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2564 ทำให้แหล่งน้ำมันดิบหลายแหล่งในมลรัฐเท็กซัส สหรัฐอเมริกาต้องหยุดการผลิตชั่วคราว ส่งผลให้อุปทานตึงตัวในระยะสั้นอีกด้วย

ในด้านอุปสงค์ แม้ว่าสภาพอากาศหนาวเย็นผิดปกติทั่วโลกในช่วงฤดูหนาวที่ผ่านมาส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันดิบสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบยังถูกกดดันจากการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 กลายพันธุ์ที่รุนแรงขึ้นรวมถึงความล่าช้าในการฉีดวัคซีนให้ประชาชน โดยเฉพาะในประเทศแถบยุโรป ทำให้หลายประเทศต้องกลับมาเพิ่มมาตรการป้องกันการแพร่ระบาดอีกครั้ง

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 1 ปี 2564 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ 9.96 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยในช่วงกลางเดือนมกราคม ราคา LNG พุ่งสูงจนแตะระดับสูงสุดที่ 32.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เกิดจากหลาย ๆ ปัจจัย ได้แก่ สภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติในภูมิภาคเอเชียเหนือ ทำให้ประเทศ จีน ญี่ปุ่น และเกาหลีใต้ มีความต้องการก๊าซเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ปัญหาความแออัดในการขนส่งผ่านช่องแคบปานามาตั้งแต่ปลายปี 2563 ต่อเนื่องมาจนถึงเดือนมกราคมปี 2564 ความกังวลต่อการหยุดผลิตกะทันหันของโครงการ Wheatstone และ Gorgon ในประเทศออสเตรเลีย และการหยุดผลิตในสหรัฐอเมริกาเนื่องจากปรากฏการณ์กระแสอากาศเย็นจัดที่หลุดออกมาจากลมวนขั้วโลก (Polar Vortex) อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายเดือนมกราคมเป็นต้นมา สภาพอากาศในภูมิภาคเอเชียเหนือกลับมีอุณหภูมิสูงกว่าปกติ ประกอบกับปริมาณการผลิต LNG ในตลาดที่เพิ่มขึ้น จึงกดดันให้ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วและลดลงต่อเนื่องอีกในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ถึงมีนาคม จากการกลับมาผลิตของสหรัฐอเมริกา และ โครงการ Wheatstone และ Gorgon จนทำให้ราคา Spot LNG ณ สิ้นไตรมาสอยู่ที่ระดับ 7.04 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับเดือนมกราคม 2564 เฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 1.90 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 10 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) โดยสาเหตุหลักมาจากเศรษฐกิจที่ชะลอตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 ระลอกใหม่ที่เกิดขึ้น ส่งผลให้ภาคอุตสาหกรรมการผลิต บริการการท่องเที่ยว และกิจกรรมทางเศรษฐกิจอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องยังไม่สามารถกลับมาดำเนินกิจการตามปกติได้ ในภาพรวม การใช้พลังงานภายในประเทศลดลงจากการใช้พลังงานจากก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับตัวลดลง ในขณะที่การใช้พลังงานจากพลังงานน้ำ ไฟฟ้านำเข้า และถ่านหินปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

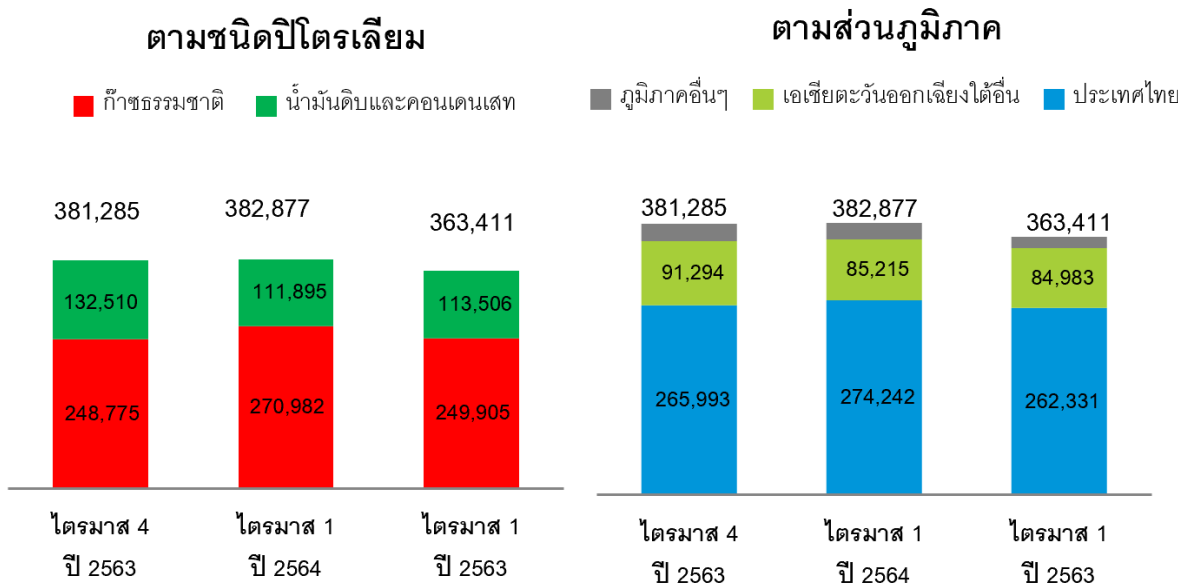
ณ สิ้นไตรมาสที่ 1 ปี 2564 ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. จากระดับต่ำกว่า 30.00 บาท มาปิดที่ 31.34 บาท โดยเป็นการเคลื่อนไหวที่ยังสอดคล้องกับเงินสกุลอื่นในภูมิภาค จากการฟื้นตัวที่ล่าช้ากว่าที่คาดการณ์ของภาคการท่องเที่ยว และจากดุลบัญชีเดินสะพัดของประเทศที่ยังคงติดลบอย่างต่อเนื่องจากสิ้นปี 2563 ทั้งนี้ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวและการผ่อนคลายมาตรการจำกัดการเดินทางระหว่างประเทศ จะขึ้นอยู่กับความคืบหน้าของการนำเข้าและกระจายวัคซีนป้องกันโควิด-19 ในส่วนค่าเงินดอลลาร์สหรัฐฯ ที่แข็งค่าขึ้นอย่างต่อเนื่องในปี 2564 นี้เกิดจากปัจจัยบวกเรื่องมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจขนาดใหญ่ของสหรัฐอเมริกาที่ได้รับการอนุมัติแล้วในไตรมาสนี้ ประกอบกับมีแรงซื้อเงินดอลลาร์ สรอ. จากบริษัทต่างชาติเพื่อส่งกลับกำไรและเงินปันผล



ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4	ไตรมาส 1	ไตรมาส 1	%	%
	ปี 2563	ปี 2564	ปี 2563	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	36.85	40.38	44.81	10	(10)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	42.61	56.59	52.75	33	7
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.63	5.61	6.87	(0)	(18)
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	44.64	60.21	50.41	35	19

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

ในไตรมาส 1 ปี 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 382,877 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 381,285 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักโครงการบงกช เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น และโครงการโอมาน แปลง 61 จากการเข้าซื้อธุรกิจในไตรมาสนี้ สู่ทึกับโครงการมาเลเซียที่ปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันลดลงจากการขายน้ำมันดิบที่ลดลง แม้ว่าเริ่มมีการผลิตก๊าซธรรมชาติในโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 40.38 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2563: 36.85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2564 กับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 363,411 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแทร์ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งโครงการพีดีไอ (แปลง 6) ที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 40.38 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2563: 44.81 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 295 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 364 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 99 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมและภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้น 122 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และ 113 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามลำดับ โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 282 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 114 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไร 168 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 99 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณการขายลดลงจากจำนวนวันในไตรมาส 1 ปี 2564 ที่น้อยกว่า อย่างไรก็ตามปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นเล็กน้อย นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซียที่มีปริมาณการขายน้ำมันดิบลดลง รวมทั้งโครงการบงกชและโครงการเอส 1 จากกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลง อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 94 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 94 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 181 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีขาดทุน 87 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไรสุทธิ 275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรเพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 37 เนื่องจากมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งภาษีเงินได้ลดลง 260 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับรายได้จากการขายลดลง 91 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินจำนวน 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 1 ปี 2563: รับรู้กำไร 222 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 110 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 282 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 8 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไร 290 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลง 91 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้ลดลง 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามกำไรทางภาษีที่ลดลง และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง 35 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากไตรมาส 1 ปี 2563 มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจของโครงการชอติกา

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 จำนวน 94 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุน 15 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 216 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้จากสกุลเงินบาทไปเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ในระหว่างปี 2563 ส่งผลให้ไตรมาส 1 ปีนี้ไม่มีภาษีเงินได้ดังกล่าว ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 มีการรับรู้ภาษีเงินได้จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตามมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 รับรู้กำไร 222 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง และสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง นอกจากนี้มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2563	ไตรมาส 1 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2563	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	215	539	257	>100	>100
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	207	324	269	57	20
- ประเทศไทย	204	270	245	32	10
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	3	54	24	>100	>100
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	(0.4)	351	(4)	>100	>100
ออสเตรเลีย	(16)	(1)	(1)	94	0
อเมริกา	(5)	(146)	(3)	>(100)	>(100)
แอฟริกา	32	7	(5)	(78)	>100
อื่นๆ	(3)	4	1	>100	>100
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(134)	(163)	18	(22)	>(100)
รวม	81	376	275	>100	37

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 295 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 351 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 51 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 141 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 351 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 351 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 0.4 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 270 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 32 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 204 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ย และปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากค่าซ่อมบำรุงที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการเวตาทูนในไตรมาส 4 ปี 2563 (ไตรมาส 1 ปี 2564: ไม่มีการรับรู้)

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 146 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 141 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 5 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล

ไตรมาส 1 ปี 2564 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ 355 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 30 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 143 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และในสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 181 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีกำไรสุทธิ 351 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 355 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 270 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 10 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 245 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน (ไตรมาส 1 ปี 2563: รับรู้ขาดทุน) รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากค่าซ่อมบำรุงที่ลดลง รวมทั้งภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้จากสกุลเงินบาทไปเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ในระหว่างปี 2563 ส่งผลให้ไตรมาส 1 ปีนี้ ไม่มีภาษีเงินได้ดังกล่าว ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 มีการรับรู้ภาษีเงินได้จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 30 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง โดยหลักจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้จากสกุลเงินบาทไปเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ในระหว่างปี 2563 ส่งผลให้ไตรมาส 1 ปีนี้ ไม่มีภาษีเงินได้ดังกล่าว ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 มีการรับรู้ภาษีเงินได้จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลงโดยหลักจากไตรมาส 1 ปี 2563 มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจของโครงการชอติกา อย่างไรก็ตามรายได้จากการขายลดลงจากราคาขายเฉลี่ย และปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

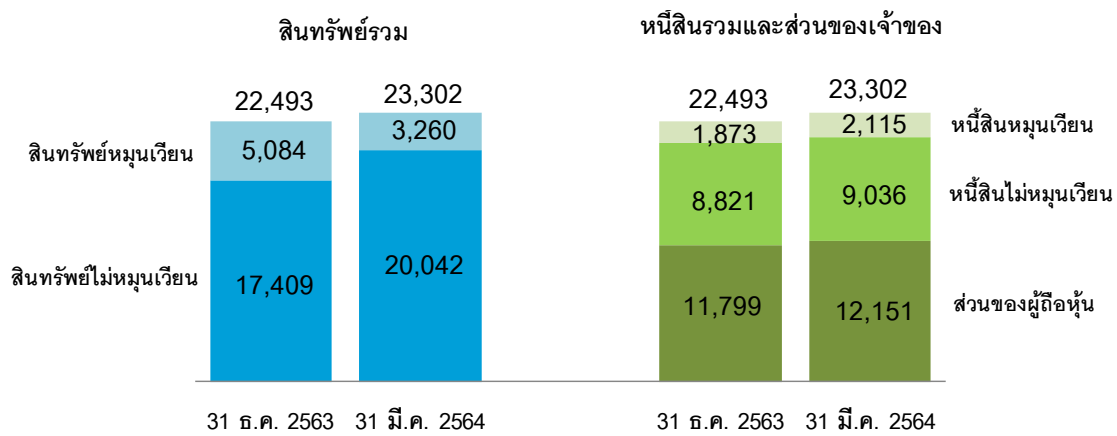
ในไตรมาส 1 ปี 2564 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 146 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 143 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2564 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 181 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 18 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 รับรู้กำไร สุทธิกับภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้จากสกุลเงินบาทไปเป็นสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ในระหว่างปี 2563 ส่งผลให้ไตรมาส 1 ปีนี้ ไม่มีภาษีเงินได้ดังกล่าว ในขณะที่ไตรมาส 1 ปี 2563 มีการรับรู้ภาษีเงินได้จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท ทั่วประเทศ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 23,302 ล้านบาท ทั่วประเทศ. เพิ่มขึ้น 809 ล้านบาท ทั่วประเทศ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 22,493 ล้านบาท ทั่วประเทศ. เป็นผลมาจาก

- (1) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 2,633 ล้านบาท ทั่วประเทศ. สาเหตุหลักที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในไตรมาส 1 ปี 2564

ในขณะที่

- (2) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ มีจำนวนลดลง 1,824 ล้านบาท ทั่วประเทศ. โดยหลักเป็นผลมาจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 2,009 ล้านบาท ทั่วประเทศ. สหกิจกับสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 101 ล้านบาท ทั่วประเทศ. โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในไตรมาส 1 ปี 2564

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,151 ล้านบาท ทั่วประเทศ. เพิ่มขึ้นจำนวน 457 ล้านบาท ทั่วประเทศ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 10,694 ล้านบาท ทั่วประเทศ. เป็นผลมาจาก

- (1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 242 ล้านบาท ทั่วประเทศ. สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 178 ล้านบาท ทั่วประเทศ. และหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 80 ล้านบาท ทั่วประเทศ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน
- (2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต หนุนกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 215 ล้านบาท ทั่วประเทศ. สาเหตุหลักจากหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีที่เพิ่มขึ้น 95 ล้านบาท ทั่วประเทศ. และประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 73 ล้านบาท ทั่วประเทศ.

ส่วนของผู้ถือหุ้น

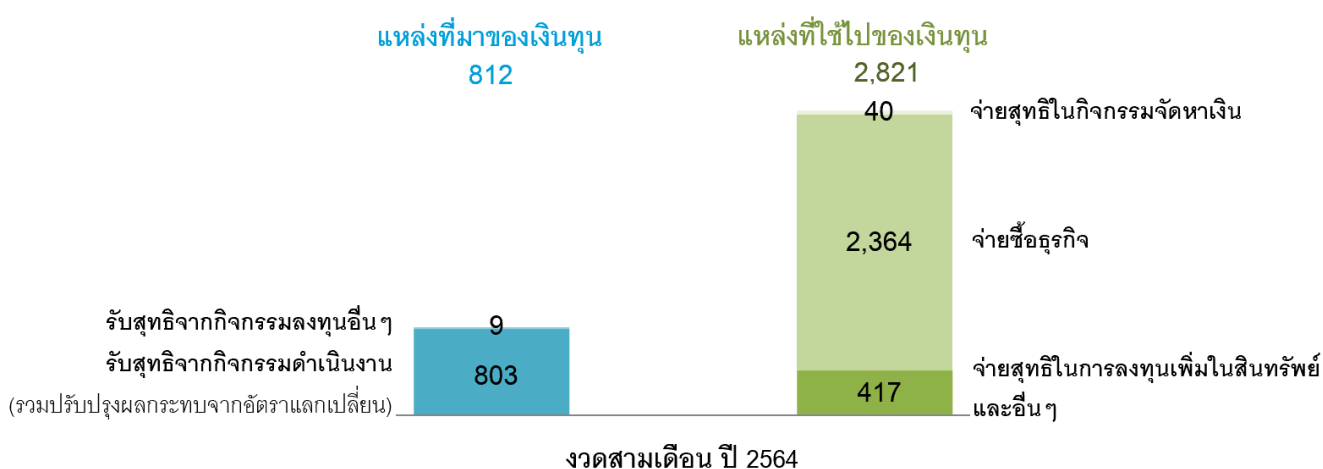
ณ วันที่ 31 มีนาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้น 12,151 ล้านบาท ทั่วประเทศ. เพิ่มขึ้น 352 ล้านบาท ทั่วประเทศ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 จำนวน 11,799 ล้านบาท ทั่วประเทศ. โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรสำหรับงวด

การบริหารจัดการเงินทุนบริษัท

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 1.7 พันล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ภายหลังจากชำระมูลค่าการเข้าซื้อสัดส่วนร้อยละ 20 ในโครงการโอมาน แปลง 61 รัฐสุดท้ายในโอมานเรียบร้อยแล้ว และยังคงอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.32 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อรักษาระดับการผลิต พัฒนาโครงการต่าง ๆ การเจาะสำรวจตามแผนการลงทุนที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัทได้

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2564 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด* จำนวน 1,695 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 2,009 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด* จำนวน 3,704 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

แหล่งที่มาของเงินทุน จำนวน 812 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย สุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ และเงินสดรับสุทธิในกิจกรรมลงทุน จากการรับชำระคืนเงินใหญ่ที่มีระยะยาวแก่กิจการที่เกี่ยวข้องกัน

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุน จำนวน 2,821 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิจากการซื้อธุรกิจและลงทุนเพิ่มจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในไตรมาส 1 ปี 2564 และการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส 1 และโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และ เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างไตรมาส 1 ปี 2564

* ไม่รวมเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 100 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ณ วันที่ 31 มีนาคม 2564 และ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 ปี 2563	ไตรมาส 1 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2563
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	63.26	73.73	71.85
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	6.09	6.92	12.32
อัตรากำไรสุทธิ	13.43	15.04	21.40
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.32	0.29
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	1.05	1.04	0.60

* ไม่รวมการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วน ของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล

หมายเหตุ:

อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	=	อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา



ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 274,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 72 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 85,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 22 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการแผนพัฒนาและเร่งการผลิตน้ำมันให้ได้ตามเป้าหมายที่วางไว้ในปี 2564 รวมทั้งอยู่ระหว่างการจัดทำแผนกลยุทธ์ระยะยาว 10 ปี สำหรับการดำเนินงานในอนาคต หลังจากได้รับการต่อสัมปทานจนถึงเดือนมีนาคม 2574 **โครงการบงกช โครงการอาทิตย์ และ โครงการคอนแท็ค 4** สามารถผลิตได้ตามการเรียกร้องก๊าซของผู้ซื้อ **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** สามารถดำเนินการได้ตามแผนงานการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** ได้มีการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น การจ้างงาน การเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซ และการจัดซื้อจัดจ้างวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสิทธิดำเนินการและสามารถผลิตก๊าซได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยเร็วที่สุด แม้วางยังไม่สามารถสรุปการเจรจาเพื่อเข้าพื้นที่ได้

โครงการในเมียนมา

โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ในเมียนมา ได้แก่ **โครงการซอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา โครงการยังสามารถดำเนินการได้ตามแผนและรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติ แต่จากสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศทำให้การดำเนินการในบางกิจกรรมมีความล่าช้าในบางขั้นตอน ทั้งนี้ บริษัทได้ดำเนินการตามแผนการบริหารจัดการ ในภาวะวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management หรือ BCM) มีการประเมินความเสี่ยงและพิจารณาแผนการดำเนินงานตามความเหมาะสม **โครงการเยตากูน** ได้หยุดการผลิตชั่วคราวเมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 จากปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติในหลุมผลิตไม่เพียงพอต่อการผลิตขั้นต่ำของเครื่องจักร ซึ่งการหยุดผลิตชั่วคราวนั้นไม่มีผลกระทบต่อการทำงานของบริษัทอย่างมีนัยสำคัญ **โครงการยาดานา** ในปี 2564 มีแผนเจาะหลุมผลิต 2 หลุมในแหล่งยาดานาและบาดัมยา โดยได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมแรกในแหล่งยาดานาแล้ว และอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตที่ 2 โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 2 เพื่อรักษาระดับการผลิตและรองรับปริมาณการขายตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติได้ตามแผน สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** อยู่ระหว่างการขออนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (FDP) และสัญญาแนบท้าย PSC (PSC Supplementary) จากทางรัฐบาลเมียนมา ซึ่งคาดว่าจะได้รับอนุมัติในไตรมาส 2 ปี 2564 สำหรับ **โครงการ Domestic Gas to Power** หลังจากที่ได้รับ Notice to Proceed ในเดือนธันวาคม 2563 ที่ผ่านมา ทางโครงการได้เดินหน้าทำงานในด้านต่าง ๆ เช่น การศึกษาออกแบบด้านวิศวกรรม การเจรจาสัญญาร่วมทุนในธุรกิจโรงไฟฟ้า และการเตรียมร่างสัญญาซื้อขายก๊าซ เพื่อนำไปสู่การเจรจาสัญญาซื้อขายไฟฟ้า PPA เป็นต้น อย่างไรก็ตาม จากเหตุการณ์รัฐประหารตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา ได้ส่งผลให้การดำเนินงานมีความล่าช้าจากแผนเดิม อาทิ งานสำรวจเส้นทางตามแนวท่อไกลชายฝั่ง และบนบก เป็นต้น ทั้งนี้ ยังคงต้องติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิด เพื่อประเมิน ความเสี่ยงและแนวทางในการดำเนินการต่อไป

โครงการในมาเลเซีย

โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase) ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่ง รัฐซาบารห์ ประกอบด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โดยโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมเจาะหลุมผลิต (Infill Well) ในแหล่ง SNP และแหล่ง GK ในไตรมาส 2 ปี 2564 และ **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยโครงการมีแผนที่จะดำเนินการติดตั้ง Topsides ในแหล่งก๊าซธรรมชาติเพอร์มานิสในเดือนมิถุนายน 2564 และจะเริ่มผลิตในเดือนกรกฎาคม รวมถึงเตรียมการเจาะหลุมผลิตเพื่อเพิ่มระดับการผลิตจากแท่นการผลิตที่มีอยู่เดิม นอกจากนี้ **โครงการแปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบารห์ ได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติแล้วตั้งแต่ช่วงต้นเดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา โดยจะทยอยเพิ่มการผลิตจนถึงระดับ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามเป้าหมายต่อไป

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ได้แก่ **โครงการซาราวัค เอสเค 410 ปี** แหล่ง Lang Lebah โดยได้ทำการเจาะหลุมประเมินศักยภาพ Lang Lebah-2 แล้วเสร็จในเดือนมกราคม โดยได้พบแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่กว่าการประมาณการเบื้องต้น ซึ่งโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาค้นคว้าและพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ขึ้น คาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัค เอสเค 417** ได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Dokong-1 แล้วเสร็จในเดือนมกราคม 2564 โดยได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มอีก 1 หลุมในปี 2564 ในส่วนของ **โครงการซาราวัค เอสเค 405 ปี** ได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Sirung-1 แล้วเสร็จในเดือนมีนาคม และได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ โดยมีแผนการสำรวจเพิ่มเติมและศึกษาพัฒนาต่อไป **โครงการซาราวัค เอสเค 438** อยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ Kulintang-1 ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในเดือนเมษายน **โครงการซาราวัค เอสเค 314 เอ** อยู่ระหว่างการแปลงข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ (3D Seismic Reprocessing) ใหม่ ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในปี 2564 เพื่อวางแผนเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุมในปี 2565 ต่อไป **โครงการพีเอ็ม 407** อยู่ระหว่างการศึกษาระเมินศักยภาพปิโตรเลียม โดยได้ดำเนินการประมวลผลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ คาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ปี 2564 เพื่อวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุมในช่วงปี 2565-2566 **โครงการพีเอ็ม 415** อยู่ระหว่างการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม หลังจากการเจาะหลุมสำรวจ JELAWAI-1&1ST1 และ BEBARU-1 และศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของโครงการ

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase) ในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการมีแผนจะเจาะหลุมพัฒนาเพิ่ม 4 หลุม ซึ่งเป็นไปตามแผนพัฒนาโครงการฉบับปรับปรุงปี 2564 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการจัดหาอุปกรณ์และบริการที่ใช้สำหรับสนับสนุนการเจาะ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มเจาะหลุมแรกได้ในไตรมาส 3 ปี 2564 สำหรับ **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. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคของ ปตท.สผ. ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)

โครงการร่วมทุนในโอมานมี **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการพีดีโอ (แปลง 6)** เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศโอมาน และ **โครงการมุกโคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ที่ทิศใต้ของโอมาน ทั้ง 2 โครงการยังคงลดกำลังการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ เพื่อพยุงราคาน้ำมัน ในส่วนของ **โครงการโอมานแปลง 61** ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุน (Sale and Purchase Agreement, SPA) เพื่อเข้าลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 20 จากบริษัท BP Exploration (Epsilon) Limited (BP) เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2564 และได้มีการดำเนินการตามเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ระบุไว้ในสัญญาฯ เป็นที่เรียบร้อยแล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564 สำหรับ **โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนซอร์ แปลง 12** อยู่ระหว่างการประมวลผลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติในพื้นที่เดิม และจัดเตรียมการสำรวจแบบคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ (3D seismic acquisition) เพื่อประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมสำหรับการวางแผนเจาะหลุมสำรวจในปี 2565-2566 ต่อไป

โครงการร่วมทุนในยูเออีเป็นโครงการ**ที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** โดยเป็นพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟซอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจ **โครงการอาบูดาบี ออฟซอร์ 2** อยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม โดยจะเริ่มเจาะในไตรมาส 3 ปี 2564 **โครงการอาบูดาบี ออฟซอร์ 3** ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจนี้ จากการชนะประมูลร่วมกับ Eni Abu Dhabi และได้ลงนามในสัญญาสัมปทานกับ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) ในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา โดยขณะนี้ โครงการอยู่ในระหว่างการจัดเตรียม Appraisal plan of Pre-existing discovery เพื่อส่งให้ ADNOC พิจารณา

โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ในภูมิภาคนี้ ได้แก่ ประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธรัฐสาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก)

โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ โครงการบารารินเนียส เอพี 1 ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และโครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23 ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพในการพัฒนาปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4) ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันโครงการกำลังดำเนินการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียม และอยู่ระหว่างการเตรียมเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในไตรมาส 3 ปี 2564 และ โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4) ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche หลังจากโครงการประสบความสำเร็จในการค้นพบศักยภาพน้ำมันดิบจากการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุมในปี 2563 ขณะนี้โครงการได้รับการอนุมัติแผนการเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจจากหน่วยงานรัฐบาลของเม็กซิโกแล้ว เมื่อวันที่ 25 มีนาคม 2564 และอยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินในไตรมาสที่ 2 และ 3 ปี 2564 เพื่อการวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมต่อไป

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 7 แปลงสัมปทาน

สำหรับ แหล่งแคช-เมเปิล และแหล่งออกคิด ซึ่งอยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) โครงการมีแผนที่จะพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มทางเลือกในการพัฒนาโครงการเชิงพาณิชย์ต่อไป

โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2564 กลุ่ม OPEC+ มีนโยบายลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบลงตามสถานการณ์ราคาน้ำมันที่ยังคงผันผวน เป็นผลให้ทางโครงการมีกำลังการผลิตด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 18,400 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสติ เบอร์ ราเคช เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในไตรมาส 1 ปี 2562 ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มผลิตได้ในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2568 นอกจากนี้ บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุน (Asset Sale and Purchase Agreement) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มอีกร้อยละ 24.5 จาก CNOOC ซึ่งเป็นผู้ร่วมลงทุนรายหนึ่งในโครงการ ด้วยมูลค่าเท่ากับเงินลงทุน ตามสัดส่วนของ CNOOC ที่ใช้ในระหว่างการพัฒนาโครงการจนถึงวันที่ได้รับการอนุมัติและประกาศอย่างเป็นทางการโดยรัฐบาลแอลจีเรีย โดยการเข้าซื้อดังกล่าวคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2564 โดยภายหลังจากเข้าซื้อ บริษัทจะมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 24.5 เป็นร้อยละ 49 โดยมี SONATRACH ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติของแอลจีเรีย เป็นผู้ร่วมลงทุนหลักในสัดส่วนร้อยละ 51

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับการติดตั้งโครงสร้างเหล็กและระบบท่อก่อสร้างท่าเรือชั่วคราวเพื่อรองรับการขนส่งวัสดุอุปกรณ์ขนาดใหญ่ งานขุดร่องน้ำบริเวณนำดินสำหรับเตรียมการเพื่อการวางท่อข้ามนอกชายฝั่งในระยะถัดไป และการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัย ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2564 โครงการได้บรรลุเงื่อนไขการกู้เงินรูปแบบ Project Finance และได้เริ่มเบิกเงินกู้งวดแรกเมื่อปลายเดือนมีนาคม 2564 เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ อย่างไรก็ตามจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นในช่วงต้นเดือนเมษายนที่เมือง Palma จังหวัด Cabo Delgado ผู้ดำเนินการได้ทำการอพยพพนักงานและผู้รับเหมาของโครงการทั้งหมดออกจากพื้นที่และได้ส่งมอบพื้นที่ก่อสร้างให้รัฐบาลโมซัมบิกดูแลเพื่อความปลอดภัยโดยเมื่อวันที่ 26 เมษายน 2564 ทางผู้ดำเนินการได้ประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) เพื่อความปลอดภัย ขณะนี้อยู่ระหว่างการติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อไป



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) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 1 ปี 2564 ดังนี้

ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นดำเนินงานตามกลยุทธ์ “EXECUTE และ EXPAND” อย่างต่อเนื่องท่ามกลางการแพร่ระบาดของโควิด-19 และความท้าทายที่หลากหลายซึ่งอุตสาหกรรมต่าง ๆ รวมถึงธุรกิจปิโตรเลียมกำลังเผชิญอยู่ ปตท.สผ. ได้มีการทบทวนแผนงานและปรับแผนปฏิบัติการให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจเพื่อเพิ่มความได้เปรียบในการแข่งขัน แสวงหาโอกาสทางธุรกิจเพิ่มเติมในพื้นที่ยุทธศาสตร์ และส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืนและมั่นคง โดยได้ดำเนินการดังนี้

(1) EXECUTE: กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน

- **สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน** โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก รวมถึงผลักดันการพัฒนาโครงการหลักในต่างประเทศให้เริ่มผลิตได้ตามแผนที่วางไว้ โดยเฉพาะโครงการ Mozambique Area 1 ในประเทศโมซัมบิก โครงการ Hassi Bir Rekaiz ในประเทศแอลจีเรีย และโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในเมียนมา ซึ่งเป็นการลงทุนด้านพลังงานแบบครบวงจรตั้งแต่ต้นน้ำจนถึงการผลิตกระแสไฟฟ้าที่สามารถต่อยอดและสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับธุรกิจสำรวจและผลิตของ ปตท.สผ. ในปัจจุบันได้ ในส่วนของโครงการมาเลเซีย-แปลงเอช ได้เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งน้ำลึกโรตันและแหล่งบลูทึทภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิต ตั้งแต่วันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2564 เพื่อส่งให้แก่เรือผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวของปีโตรนาส (PFLNG2) และจะทยอยเพิ่มการผลิตจนถึงระดับ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามเป้าหมายต่อไป

นอกจากนั้น ในไตรมาส 1 ปี 2564 ปตท.สผ. ยังประสบความสำเร็จในการขุดเจาะหลุมในประเทศมาเลเซียที่อยู่บริเวณนอกชายฝั่งรัฐซาราวักทั้งหมด 3 หลุม ได้แก่ หลุมประเมินผล Lang Lebah-2 ในโครงการซาราวักเอสเค 410ปี ซึ่งสร้างสถิติใหม่ในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ที่สุดของ ปตท.สผ. ซึ่งจะเพิ่มปริมาณสำรองและส่งเสริมการเติบโตของบริษัทยั่งยืน หลุมสำรวจ Dokong-1 ในโครงการซาราวักเอสเค 417 ซึ่งค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติคุณภาพสูงที่จะช่วยให้ ปตท.สผ. สามารถพัฒนาและผลิตก๊าซฯ ร่วมกันกับโครงการซาราวักเอสเค 410ปี ที่มีการค้นพบไปก่อนหน้านี้ในรูปแบบกลุ่มโครงการ (Cluster Development) ซึ่งจะทำให้การดำเนินงานมีประสิทธิภาพมากขึ้น และหลุมสำรวจ Sirung-1 ซึ่งเป็นหลุมสำรวจหลุมแรกของโครงการซาราวัก เอสเค 405ปี ที่ประสบความสำเร็จในการค้นพบน้ำมันและก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ โดย ปตท.สผ. มีแผนที่จะเจาะหลุมประเมินผลในโครงการดังกล่าวในปี 2565 เพื่อยืนยันศักยภาพทางปิโตรเลียมต่อไป

- **ควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง** เพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยการใช้เทคโนโลยีดิจิทัล และเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ. ท่ามกลางสภาพแวดล้อมที่ผันผวนมากขึ้นของอุตสาหกรรม
- **ร่วมกับหน่วยงานภาครัฐในการผลักดันการเข้าพื้นที่ในโครงการ G1/61** เพื่อเตรียมความพร้อมในการผลิตก๊าซธรรมชาติให้ได้อย่างต่อเนื่องเพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานในประเทศ และดำเนินการโครงการ G2/61 รวมถึงโครงการใหม่จากการเข้าซื้อกิจการในช่วงเปลี่ยนผ่านอย่างมีประสิทธิภาพ
- **เปลี่ยนไปสู่ New Normal** ผ่านระบบการบริหารจัดการทรัพยากรบุคคลใหม่ และการดำเนินโครงการ Transformation ที่ประกอบด้วย Initiatives ต่าง ๆ เพื่อเร่งรัด Digital Transformation โดยมุ่งเป้าไปที่การพัฒนาประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว และมุ่งสู่แนวคิด “One Team, One Goal” ปรับปรุงขีดความสามารถภายในและกระบวนการทำงานแนะนำวิธีการใหม่ในการทำงานในโลกหลังโควิด-19

(2) EXPAND: กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว

- **กลยุทธ์ Coming-Home:** มุ่งเน้นขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์หลักซึ่งประกอบไปด้วยประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจ Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในประเทศเมียนมาในรูปแบบของ Gas to Power
- **กลยุทธ์ Strategic Alliance:** มองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง โดยในไตรมาส 1 ปี 2564 ได้มีการขยายฐานการลงทุนในรัฐสุลต่านโอมาน ผ่านการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 จากบริษัท BP Exploration (Epsilon) Limited ในโครงการ Block 61 ซึ่งเป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติบนบกที่มีปริมาณสำรองขนาดใหญ่ มีต้นทุนการผลิตต่อหน่วยต่ำ และร่วมทุนกับบริษัทชั้นนำ นอกจากนี้ ยังสอดคล้องกับกลยุทธ์การเพิ่มสัดส่วนการขยายก๊าซ เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของราคาและตลาดน้ำมันดิบในอนาคต อีกทั้งยังเป็นการต่อยอดกลยุทธ์การลงทุนในธุรกิจก๊าซแบบครบวงจร ของ ปตท.สผ. อีกด้วย
- **กลยุทธ์ New Business Investment for Sustainability:** ลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อความยั่งยืน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยีและความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนการเร่งขยายธุรกิจหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ ผ่านบริษัทย่อย AI and Robotic Ventures หรือ ARV ซึ่งบริษัทได้เห็นโอกาสทางธุรกิจในการใช้หุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน ลดค่าใช้จ่ายและมีความปลอดภัยในการดำเนินการมากขึ้น โดยสามารถแบ่งเป็น 4 สายงานธุรกิจ ได้แก่ ธุรกิจการสำรวจและซ่อมบำรุงใต้น้ำ ธุรกิจการเกษตรอัจฉริยะ ธุรกิจอากาศยานไร้คนขับ (Drone) และธุรกิจด้านเทคโนโลยีสุขภาพ บริษัท ARV ได้ทำการพัฒนาเทคโนโลยีควบคู่ไปกับการประชาสัมพันธ์ไปยังกลุ่มลูกค้าเป้าหมายของแต่ละธุรกิจ ไม่ว่าจะเป็นกลุ่มบริษัทด้านปิโตรเลียมและเกี่ยวเนื่อง กลุ่มบริษัทด้านการเกษตร เป็นต้น ทั้งนี้ เพื่อเป็นการผลักดันให้เกิดการขยายฐานลูกค้าอย่างต่อเนื่อง
- **กลยุทธ์ LNG:** ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) รวมถึงส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย โดยในไตรมาส 1 ได้ทำกรยื่นขอรับใบอนุญาตจัดหาและขนส่งก๊าซธรรมชาติ (LNG Shipper License) ต่อคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ผ่านบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนร้อยละ 50 ระหว่าง บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารธุรกิจ จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ทั้งนี้ เพื่อรองรับการแข่งขันเสรีก๊าซธรรมชาติในประเทศและต่อยอดจากธุรกิจสำรวจและผลิตก๊าซฯ ทั้งในและต่างประเทศ โดยคาดว่าจะได้รับการอนุมัติภายในไตรมาส 2 ปี 2564

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 1,795 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.32 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท และยังมีระดับต้นทุนทางการเงินต่ำที่ร้อยละ 3.44 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัท พร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกที่คาดว่าจะยังคงชะลอตัวอีกระยะหนึ่ง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และลดต้นทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีเป้าหมายหลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การแยกสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 1 ปี 2564 มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 42 โครงการ โดยเป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการทดสอบในขั้นนำร่อง 10 โครงการ 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 1 ปี 2564 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.12 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.85 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่ำสุดอยู่ใน First Quartile ของค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ทั้งนี้ ในไตรมาส 1 ปี 2564 ปตท.สผ. ได้รับรางวัล Best Initiative in Innovation จากโครงการ The Pilot Recycled Drill Cuttings Road ในงาน The Asset ESG Corporate Awards 2020 ซึ่งจัดขึ้นโดย The Asset นิตยสารด้านการเงินการลงทุนชั้นนำของภูมิภาคเอเชีย

ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (GRC) ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

- กำหนดแผนการดำเนินงานหลักในปี 2564 ตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ GRC in Common Sense โดยแบ่งเป็นการดำเนินงานใน 3 ด้าน คือ กระบวนการและเทคโนโลยี (Process & Technology) บุคลากร (People) และ สังคม (Society) ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพและให้พนักงานตระหนัก และนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ พร้อมทั้งการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทยอีกด้วย
- ดำเนินโครงการประเมินผลการดำเนินงานด้าน GRC ภายในองค์กร (Internal Maturity Assessment) สำหรับโครงการมาเลเซีย เพื่อเตรียมการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับ Company-wide
- พัฒนาระบบ Risk Management เพื่อช่วยให้ risk owner สามารถระบุความเสี่ยงได้ครบถ้วนมากยิ่งขึ้น
- ดำเนินการทบทวนความเป็นไปได้ในการบูรณาการกิจกรรมและกระบวนการทำงานด้าน Assurance ให้มีความสอดคล้องกันไม่ซ้ำซ้อน และครบถ้วน เพื่อให้สามารถจัดการข้อมูลที่ได้ให้อยู่บนระบบเดียวกันเพื่อการใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ
- ดำเนินการสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เช่น สื่อประชาสัมพันธ์ในรูปแบบ VDO Clips แชนแนลโซเชียลมีเดียที่เกี่ยวข้องกับ GRC และจัดอบรมรูปแบบ online training และ e-learning
- ดำเนินการจัดทำโครงการสำรวจความผูกพันของผู้มีส่วนได้เสียต่อการเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย (Stakeholders Engagement Survey) โดยร่วมมือกับหน่วยงานพัฒนาความยั่งยืนและบริหารองค์ความรู้เพื่อนำผลการศึกษาไปพัฒนาการดำเนินงานของบริษัทเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายของการเป็นองค์กรต้นแบบดังกล่าว

ทั้งนี้ในไตรมาส 1 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับรางวัลจากสถาบันในต่างประเทศ อาทิ ได้รับ 4 รางวัลจาก Asset ESG Corporate Awards 2020 โดยนิตยสาร The Asset และได้รับ 2 รางวัลจากงาน 16th ASIAN ESG Award 2019 – The Best of Asia โดย นิตยสาร Corporate Governance Asia ได้แก่ รางวัล Asia's Icon on Corporate Governance และรางวัล Asian Corporate Director Recognition Award โดยรางวัลที่ได้แสดงถึงการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของปตท.สผ. และเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายต่อไป

ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (SVC) ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม โดย ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 1 ปี 2564 เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Reduction)** เพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยได้ตั้งเป้าลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทสามารถลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 13 ด้วยการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง

- **กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) ปตท.สผ.** ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยไตรมาส 1 ปี 2564 ปตท.สผ. ได้เริ่มจัดทำแนวทางการนำมาใช้ใหม่สำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่มีอยู่ของ ปตท.สผ. (Reuse Guideline for PTTEP Existing Facilities) และโครงการบดฝังมีอัตราการนำหน่วยผลิตเคลื่อนที่ไปใช้ใหม่แทนการสร้างโครงสร้างถาวร (Mobile Production Facility Reuse) ที่ร้อยละ 100 และสำหรับการบริหารจัดการทรัพยากรอื่น ๆ ให้เกิดประโยชน์สูงสุด บริษัทมีโครงการศึกษาการใช้ประโยชน์จากหินและดินที่เป็นของเสียจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) ด้วยการนำมาพัฒนาต่อยอดเป็นวัสดุทดแทนในการสร้างและซ่อมแซมถนน ซึ่งปัจจุบันมีแผนสำหรับโครงการนำร่องเพิ่มเติมที่ศูนย์เร่งการขยายเทคโนโลยี (Rapid Scale-up Center - RASC) ระยะทาง 1.2 กิโลเมตร นอกจากนี้ ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ สอดคล้องกับเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย
- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ.** ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลมีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล 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 1 ได้ดำเนินการติดตั้งทุ่นสมุทรศาสตร์ในการเฝ้าระวังมหาสมุทร (Green Buoy) จำนวน 3 ทุ่นในระหว่งทดสอบภาคสนาม ณ เกาะมันใน จังหวัดระยอง และได้ดำเนินการเก็บตัวอย่างครั้งที่ 2 สำหรับโครงการศึกษาไมโครพลาสติกร่วมกับมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งของอ่าวไทย นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้สนับสนุนการฟื้นฟูดูแลอนุรักษ์ทะเลอย่างเป็นรูปธรรม (Ramp up CSR around Ocean) โดยในปี 2564 มีแผนที่จะดำเนินการจัดตั้งศูนย์การเรียนรู้เฉพาะพักสัตว์น้ำเศรษฐกิจเพิ่มอีก 6 แห่งในจังหวัดสุราษฎร์ธานี ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร เพชรบุรี สมุทรสงคราม และระยอง อีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีกรวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนกลยุทธ์การสร้างคุณค่าในระยะยาว อาทิ โครงการวิจัยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากกระบวนการผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า และการเปลี่ยนก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากปล่องเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอน โครงการเปลี่ยนทรายเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า และโครงการพัฒนาทุ่นสำหรับตรวจวัดคุณภาพของน้ำทะเล เป็นต้น ซึ่งโครงการดังกล่าวข้างต้น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนา

ทั้งนี้ ในไตรมาส 1 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับรางวัล ESG Corporate Platinum จากการประเมินผลการดำเนินงานโดดเด่นด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และบรรษัทภิบาล ในงานงาน The Asset ESG Corporate Awards 2020 ซึ่งจัดขึ้นโดยนิตยสาร The Asset



แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

แม้ว่าอุปสงค์น้ำมันดิบในไตรมาส 1 ปี 2564 จะยังทรงตัวเนื่องมาจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ระลอกใหม่ในทวีปยุโรป รวมถึงการแพร่กระจายของโควิด-19 ที่กลายพันธุ์ อย่างไรก็ตาม คาดการณ์ว่าอุปสงค์น้ำมันดิบจะเริ่มฟื้นตัวในไตรมาส 2 เป็นต้นไป และเติบโตอย่างรวดเร็วในไตรมาส 3 ปี 2564 จากการฉีดวัคซีนที่เพิ่มขึ้นทั่วโลก และแต่ละประเทศผ่อนคลายนโยบายมาตรการปิดประเทศ เปิดการเดินทางระหว่างประเทศทั้งภาคพื้นอากาศและทางถนน รวมถึงอุปสงค์จากอุตสาหกรรมปิโตรเคมีที่ปรับตัวดีขึ้น ผลจากการที่รัฐบาลแต่ละประเทศดำเนินนโยบายเพื่อควบคุมสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 อย่างผ่อนคลายนมากขึ้น คาดว่าจะทำให้อุปสงค์น้ำมันดิบฟื้นตัวแตะระดับ 98 ล้านบาร์เรลต่อวันได้ภายในสิ้นปี 2564

ในส่วนของอุปทาน แม้อุปทานน้ำมันดิบในปัจจุบันจะปรับตัวสูงขึ้น ผลจากการประชุมของกลุ่มโอเปกพลัสเมื่อวันที่ 1 เมษายน 2564 แสดงให้เห็นว่ากลุ่ม OPEC+ และซาอุดีอาระเบีย ไม่เร่งรัดในการเพิ่มปริมาณการผลิตที่ได้เคยปรับลดในปี 2563 เพื่อช่วยพยุงตลาดน้ำมันดิบโลกในขณะนั้น โดยจะทยอยเพิ่มปริมาณการผลิตตั้งแต่ช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนกรกฎาคม 2564 จนปริมาณอุปทานน้ำมันดิบในเดือนกรกฎาคมเพิ่มขึ้นจากเดือนเมษายนทั้งสิ้นประมาณ 2.15 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นสามารถปรับเปลี่ยนได้เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ในช่วงนั้น ๆ นอกจากนี้ คาดการณ์ปริมาณการผลิต Shale Oil ในสหรัฐอเมริกาเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก 11.2 ล้านบาร์เรลต่อวันในต้นปี 2564 สู่ระดับ 11.6 ล้านบาร์เรลต่อวันในสิ้นปี 2564 เนื่องจากแผนการลงทุนที่ยังอยู่ในระดับต่ำ

สำหรับปี 2564 ตลาดคาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบเคลื่อนไหวอยู่ที่ระดับ 60-70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตามในปี 2564 ประกอบด้วย สถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 การบังคับใช้มาตรการปิดประเทศ ความคืบหน้าการฉีดวัคซีนป้องกันโควิด-19 มาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของแต่ละประเทศ ซึ่งกระทบต่อการฟื้นตัวของอุปสงค์ และการบริหารจัดการอุปทานจากกลุ่มผู้ผลิตหลัก ๆ อาทิ OPEC+ รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา รวมไปถึงมาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐอเมริกาต่ออิหร่านและเวเนซุเอลา

สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2564 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณ 26 ล้านตัน จากปี 2563 เป็น 391 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 7) ณ สิ้นปี 2564 ในขณะที่ความต้องการรวมจะอยู่ที่ 377 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE ณ เดือนมกราคม 2564) ในด้านราคา โดยในไตรมาส 2 ต่อเนื่องถึงไตรมาส 3 คาดว่าราคา LNG จะปรับตัวต่ำลงจากความต้องการที่ลดลงเมื่อพณฤดูหนาวในช่วงไตรมาส 1 และการผลิตที่เพิ่มขึ้นทั้งจากโครงการปัจจุบันและโครงการใหม่ และคาดว่าราคาจะปรับตัวสูงขึ้นอีกครั้งในช่วงปลายปีเมื่อเข้าสู่ฤดูหนาวที่มีความต้องการก๊าซมากขึ้น โดยตลาดคาดการณ์ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 6.3 - 7.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ที่มา: Woodmac, FGE)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

สำหรับแนวโน้มเศรษฐกิจไทยในปี 2564 ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าจะมีการเติบโตที่ร้อยละ 3 ลดลงจากประมาณการเดิม ณ สิ้นปี 2563 ที่ร้อยละ 3.2 ปัจจัยสำคัญที่ยังคงส่งผลกระทบต่อเติบโตของเศรษฐกิจไทยในปี 2564 คือ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวที่ชะลอลงจากการระบาดระลอกใหม่ของโรคโควิด-19 ประสิทธิภาพและการกระจายวัคซีนป้องกันโรคโควิด-19 รวมถึงนโยบายจากภาครัฐในการกระตุ้นการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทย อีกทั้งการขยายตัวของเศรษฐกิจของประเทศคู่ค้าจะช่วยสนับสนุนการส่งออกสินค้าของประเทศไทยอีกด้วย

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. คาดว่ายังคงมีความผันผวนในช่วงที่เหลือของปี โดยคาดการณ์ว่าจะเคลื่อนไหวไปในทิศทางแข็งค่าเล็กน้อยจากปัจจุบัน เป็นผลจากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวที่ก่อนหน้านี้ได้มีการชะลอลง สำหรับสถานการณ์อัตราดอกเบี้ยในประเทศ คณะกรรมการนโยบายการเงินธนาคารแห่งประเทศไทยมองว่าความต่อเนื่องและสอดคล้องกันของนโยบายสนับสนุนของภาครัฐนั้นเป็นปัจจัยสำคัญในการฟื้นตัวของเศรษฐกิจของประเทศไทยในปีนี้ คาดว่ายังคงดำเนินนโยบายผ่อนคลายต่อไป และคาดว่าอัตราดอกเบี้ยนโยบายจะยังคงที่อยู่ที่ร้อยละ 0.50

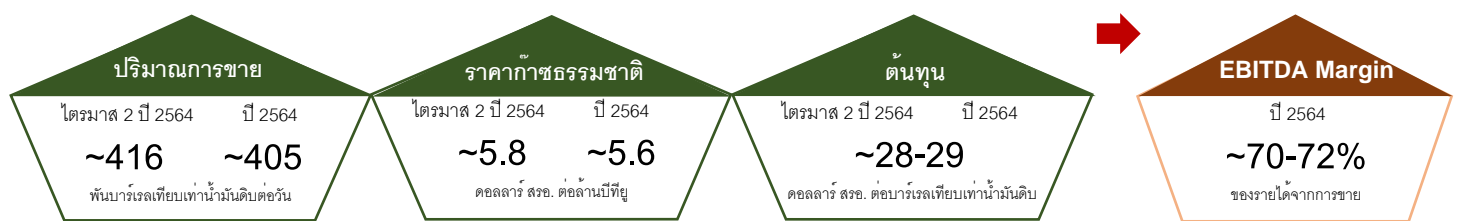
อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ 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. สำหรับไตรมาส 2 และปี 2564

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



- หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
 2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2564 ที่ 55.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
 3. รวมการดำเนินงานของโครงการ Block 61 ในประเทศโอมาน ที่ ปตท.สผ. ซื้อขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 และการซื้อขายได้มีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2564 และทั้งปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 416,000 และ 405,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ โดยปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2564 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า มีสาเหตุหลักจากการเริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ของโครงการมาเลเชีย-แปลงเอช และโครงการแอลจีเรีย ฮาสลี เบอร์ ราเคช รวมถึงการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 ในโครงการโอมานแปลง 61 โดยการซื้อขายได้มีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 23 มีนาคม 2564

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2564 และทั้งปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 5.8 และ 5.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ ลดลงจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาขายย้อนหลังของราคาธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกตกต่ำ
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2564 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 16 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2564 และทั้งปี 2564 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาค่าต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 28-29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากปีก่อนหน้าจากการบริหารจัดการต้นทุน และการเริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ของโครงการมาเลเชีย-แปลงเอช และโครงการโอมานแปลง 61 ซึ่งทั้ง 2 โครงการมีต้นทุนต่อหน่วยที่ค่อนข้างต่ำ