

## บทสรุปผู้บริหาร

จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) ที่นอกจากจะส่งผลกระทบต่อสุขภาพ ความปลอดภัย และเศรษฐกิจทั่วโลกแล้วนั้น ยังก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงครั้งใหญ่ในหลายภาคส่วน โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคธุรกิจที่ต้องมีการปรับตัว เพื่อตอบสนองวิถีชีวิตและพฤติกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป (New Normal) ของลูกค้า พนักงาน และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่น ๆ พร้อมประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดิจิทัลเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในกระบวนการทำงาน ประกอบกับสถานการณ์ราคาน้ำมันดิบที่มีผลโดยตรงต่ออุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ได้ปรับตัวลดลงอย่างรวดเร็วและยังคงมีความผันผวนอย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ว่าความต้องการน้ำมันได้เริ่มปรับตัวดีขึ้นหลังหลายประเทศเริ่มมีการผ่อนคลายมาตรการปิดเมือง แต่ยังคงมีความกังวลต่อการแพร่ระบาดที่อาจกลับมารุนแรงอีกครั้ง รวมทั้งด้านอุปทาน ที่การลดปริมาณการผลิตน้ำมันของกลุ่ม OPEC+ อาจยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยผลกระทบจากความต้องการใช้น้ำมันที่ปรับตัวลดลงอย่างหนักในช่วงที่ผ่านมา

ปตท.สม. ได้ตระหนักถึงความเปลี่ยนแปลงของภาคธุรกิจครั้งสำคัญนี้ และได้ปรับแผนปฏิบัติการภายใต้กลยุทธ์ “Execute & Expand” ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง เพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันและเสริมสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืน โดย 1) ให้ความสำคัญกับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมซึ่งเป็นธุรกิจหลัก ปรับแผนพัฒนาและแผนการผลิตให้เหมาะสมด้วยต้นทุนที่แข่งขันได้ โดยบริษัทได้กำหนดเป้าหมายใน 10 ปีข้างหน้า (ปี 2573) ในการลดต้นทุนต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง ให้อยู่ในระดับ Top quartile ของกลุ่มอุตสาหกรรม (ที่ระดับประมาณ 25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) และรักษาอัตราการเติบโตของการผลิตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ร้อยละ 5 2) แสวงหาโอกาสการลงทุนเพื่อสร้างการเติบโตในธุรกิจหลักอย่างต่อเนื่อง โดยมีเป้าหมายปี 2573 ในการรักษาอัตราส่วนปริมาณสำรองปิโตรเลียมต่อการผลิตให้ได้ 7 ปี 3) ขยับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร ซึ่งรวมถึงการร่วมลงทุนทั้งในต้นน้ำและโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) 4) ขยายการลงทุนในธุรกิจใหม่โดยมีเป้าหมายปี 2573 ว่ากำไรสุทธิร้อยละ 20 จะมาจากการลงทุนในธุรกิจใหม่ อาทิ ธุรกิจไฟฟ้าที่ต่อยอดจากธุรกิจก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่และการขยายธุรกิจ A.I & Robotics Venture (ARV) เพื่อต่อยอดเทคโนโลยีที่มีอยู่ไปสู่ธุรกิจใหม่ใน 4 ภาคส่วน ได้แก่ การตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ใต้ทะเล การเกษตร การแพทย์ และการใช้ Drone ในการตรวจสอบทางเทคนิค 5) ให้ความสำคัญในการปรับเปลี่ยนรูปแบบทำงานและเตรียมพร้อมด้านทรัพยากรบุคคลเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะ New Normal ผ่านโครงการ Transformation ที่ได้นำ Digital Transformation มาใช้ในการทำงานโดยมุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว ภายใต้แนวคิด “One Team, One Goal”

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 2 ปี 2563 บริษัทมีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวลดลงร้อยละ 51 เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า โดยหลักจากปริมาณการขายที่ลดลงจากความต้องการพลังงานที่ลดลงและราคาขายที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก อย่างไรก็ดี บริษัทสามารถรักษาระดับต้นทุนต่อหน่วยและต้นทุนเงินสดต่อหน่วยได้ที่ระดับ 30 และ 14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ จึงส่งผลให้บริษัทมีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานในครั้งแรกของปีจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,205 ล้านดอลลาร์ สรอ. และสามารถรักษาอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ยภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 70 โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งส่วนใหญ่มาจากโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ เนื่องจากคาดการณ์ราคาน้ำมันในระยะยาวจะทรงตัวอยู่ในระดับต่ำอย่างต่อเนื่อง ทำให้ยากต่อการพัฒนาโครงการในเชิงพาณิชย์ ในส่วนของสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2563 บริษัทมีเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,090 ล้านดอลลาร์ สรอ. อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

### ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2563	หกเดือน ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,771	1,095	1,573	(38)	(30)	2,779	3,001	(7)
รายได้จากการขาย	1,482	1,041	1,469	(30)	(29)	2,523	2,797	(10)
EBITDA	1,082	711	1,087	(34)	(35)	1,793	2,112	(15)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	275	134	433	(51)	(69)	409	827	(51)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.07	0.03	0.10	(57)	(70)	0.10	0.20	(50)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	290	128	389	(56)	(67)	418	763	(45)
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(15)	6	44	>100	(86)	(9)	64	>(100)

## ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2563

### ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 2 ปี 2563 เฉลี่ยอยู่ที่ 30.7 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 1 ปี 2563 ที่ 50.4 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล เป็นผลมาจากการประชุมลดการผลิตที่ล้มเหลวของกลุ่ม OPEC+ เมื่อเดือนมีนาคม ส่งผลให้ประเทศซาอุดีอาระเบียและรัสเซียตัดสินใจเพิ่มกำลังการผลิตเต็มกำลังในเดือนเมษายน ราคาน้ำมันดิบที่ซื้อขายกันในตลาดล่วงหน้าจึงลดต่ำกว่าระดับ 20 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล หลังจากนั้นทางกลุ่ม OPEC+ ได้มีประชุมกันหลายครั้งเพื่อตกลงลดกำลังการผลิต โดยในครั้งล่าสุดในเดือนกรกฎาคม ได้มีมติงดการปรับลดกำลังการผลิตตั้งแต่เดือนพฤษภาคมถึงกรกฎาคมที่ประมาณ 10 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากนั้นจะผ่อนคลายเป็นประมาณ 8 ล้านบาร์เรลต่อวันในเดือนสิงหาคมถึงธันวาคม และตั้งแต่เดือนมกราคม 2564 จนถึงเดือนเมษายน 2565 จะมีมาตรการลดการผลิตที่ประมาณ 6 ล้านบาร์เรลต่อวัน นอกจากนี้ ประเทศในกลุ่ม G20 นำโดยประเทศสหรัฐอเมริกา แคนาดา บราซิล และประเทศอื่น ๆ ยินดีที่จะควบคุมการผลิตให้ต่ำลงอีกรวมกัน 5 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งโดยการสมัครใจลดกำลังการผลิต รวมถึงการหยุดผลิตเนื่องจากไม่คุ้มทุน

ในขณะที่การผลิตน้ำมันดิบในเดือนเมษายนยังอยู่ในระดับสูง ความต้องการน้ำมันดิบกลับปรับตัวลดลงและระดับต่ำสุดในเดือนเมษายนที่ผ่านมาเนื่องจากการระบาดของโควิด-19 และมาตรการควบคุมการระบาด ซึ่งส่งผลให้อุปสงค์ลดลงประมาณ 25 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตลาดมีความกังวลว่าแม้ OPEC+ จะร่วมมือกันลดกำลังการผลิต ก็ยังอาจไม่เพียงพอที่จะชดเชยกับอุปสงค์ที่ลดลงมากกว่า ทำให้ราคาน้ำมันเฉลี่ยเดือนเมษายนอยู่ที่ 20 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ทั้งนี้ในเดือนพฤษภาคม สถานการณ์โควิด-19 ในบางประเทศสามารถควบคุมได้ดีขึ้น เช่น จีน เกาหลีใต้ และญี่ปุ่น ราคาน้ำมันดิบในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายนจึงเคลื่อนไหวอยู่ในระดับที่สูงขึ้นที่ประมาณ 30 และ 40 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล ตามลำดับ

### สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 2 ปี 2563 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวลดลงอย่างมากจากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 2.14 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จากเหตุการณ์แพร่ระบาดของโควิด-19 ส่งผลกระทบให้ความต้องการใช้พลังงานทั่วโลกลดลงอย่างมาก อีกทั้งปัจจัยจากสงครามการค้าระหว่างซาอุดีอาระเบียกับรัสเซียในต้นเดือนมีนาคมทำให้ราคาน้ำมันดิบโลกปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ด้านอุปทาน LNG ยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดจากโครงการใหม่ ๆ ที่เกิดขึ้น โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในประเทศออสเตรเลีย รัสเซียและสหรัฐอเมริกา โดยกำลังการผลิต LNG รวมในปัจจุบันอยู่ที่ 383 ล้านตันต่อปี ในขณะที่มีความต้องการใช้ประมาณ 360 ล้านตันต่อปี ซึ่งเป็นการปรับประมาณการลงจากที่เคยคาดการณ์ไว้ที่ 373 ล้านตันต่อปี

### ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการพลังงานของประเทศไทยสำหรับเดือนมกราคมถึงเดือนพฤษภาคม 2563 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 8 (ที่มา: สทพ. กระทรวงพลังงาน) สาเหตุหลักมาจากเศรษฐกิจที่ชะลอตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 และมาตรการการปิดประเทศเพื่อป้องกันการระบาดได้ส่งผลกระทบต่อภาคส่วนโดยเฉพาะอุตสาหกรรมท่องเที่ยวและการใช้เครื่องบิน

### อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. กลับมาแข็งค่าตั้งแต่ต้นไตรมาสถึงปัจจุบัน โดยแข็งค่าขึ้นร้อยละ 5 เมื่อเทียบกับอัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นไตรมาส 1 และปิดไตรมาส 30.89 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. โดยยังเป็นสกุลเงินที่แข็งค่าที่สุดในภูมิภาค จากกระแสเงินทุนที่ไหลเข้าอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากประเทศไทยสามารถควบคุมการระบาดของโควิด-19 ได้ดี ถึงแม้ว่าเศรษฐกิจไทยยังคงหดตัวจากผลของมาตรการควบคุมการระบาดที่เข้มงวด ซึ่งส่งผลกระทบต่อภาคการท่องเที่ยวและส่งออก แต่เสถียรภาพเศรษฐกิจไทยโดยรวมยังอยู่ในเกณฑ์ดี นอกจากนี้ ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ได้ปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงมาอยู่ที่ร้อยละ 0.5 เพื่อสนับสนุนกลไกสภาพคล่องในระบบการเงินและลดผลกระทบจากแนวโน้มอัตราเงินเฟ้อที่จะติดลบ จากราคาพลังงานที่หดตัวและพฤติกรรมกรจบบ่ายของภาคประชาชนที่ชะลอตัวลง

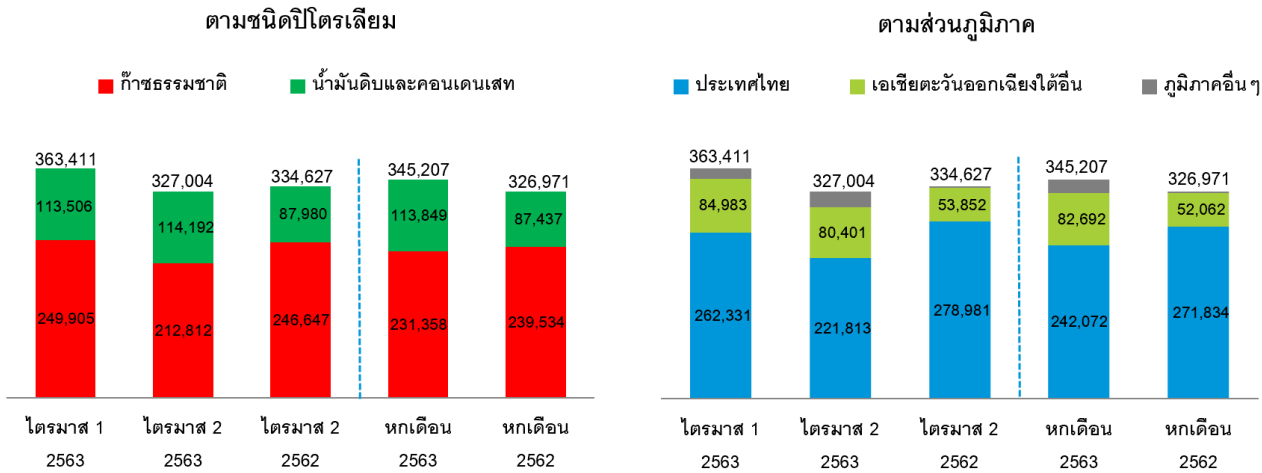
ในส่วนของผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทในแง่ของภาษีเงินได้ ที่เกิดจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีหรือสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานตามมาตรฐานบัญชีนั้น ในเดือนเมษายน 2562 กรมสรรพากรได้มีการแก้ไขกฎหมายภาษีเพื่อรองรับการยื่นภาษีด้วยสกุลเงินอื่นที่ไม่ใช่สกุลบาท และในเดือนมิถุนายน 2563 ได้มีการออกกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง ทำให้กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป และจะไม่มีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทในแง่ของภาษีเงินได้ ต่อผลประกอบการของบริษัทในอนาคต



## ผลการดำเนินงาน

### ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและ น้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 2	%	%	หกเดือน	หกเดือน	%
	ปี 2563	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	44.81	34.97	48.26	(22)	(28)	40.15	47.26	(15)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	52.75	28.92	65.25	(45)	(56)	40.80	62.07	(34)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.87	6.37	7.03	(7)	(9)	6.64	6.98	(5)
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	50.41	30.72	67.55	(39)	(55)	40.72	65.48	(38)

### ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 327,004 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 363,411 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง ในขณะที่กลุ่มพาร์เท็กซ์มีปริมาณการขายน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้ลดลง เป็น 34.97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2563: 44.81 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

### ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2563 กับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 334,627 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลงสุทธิกับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจ รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 34.97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2562: 48.26 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

### งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2562 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 345,207 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562: 326,971 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจ สุทธิกับโครงการคอนแท็ค 4 ที่มีปริมาณการขายลดลงจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 40.15 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562: 47.26 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

## ผลการดำเนินงานรวม

### ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 141 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 51 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้รวมลดลง 676 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลง 441 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินในไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 78 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 1 ปี 2563 กำไร 222 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ) ในขณะที่ค่าใช้จ่ายรวมลดลง 535 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 520 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นผลมาจากการกลับรายการภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ในไตรมาส 1 ปี 2563 เนื่องจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลในไตรมาส 2 ปี 2563 รวมทั้งภาษีเงินได้ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 128 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 162 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไร 290 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง 441 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยลดลง แม้ว่าค่าใช้จ่ายรวมลดลง ส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 173 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากรายได้จากการขายที่ลดลง รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

สำหรับกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 21 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุน 15 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจำนวน 347 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการกลับรายการภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ในไตรมาส 1 ปี 2563 สหุทธิกับการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อน จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลในไตรมาส 2 ปี 2563 อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินในไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 78 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่รับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินในไตรมาส 1 ปี 2563 จำนวน 222 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์

### ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิ 433 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรลดลง 299 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 69 เนื่องจากรายได้รวมลดลง 478 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายที่ลดลง 428 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายรวมลดลง 179 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลง 254 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายที่ลดลง รวมทั้งไตรมาส 2 ปี 2563 มีการกลับรายการภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ในไตรมาส 1 ปี 2563 จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคล สหุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติในไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 128 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 261 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไร 389 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง 428 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยลดลง แม้ว่าค่าใช้จ่ายรวมลดลงซึ่งส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 158 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากรายได้จากการขายที่ลดลง รวมถึงค่าภาคหลวงลดลง 59 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายในประเทศที่ลดลง

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 จำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 38 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไร 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้นจำนวน 70 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ ในขณะที่ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจำนวน 96 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการกลับรายการภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ในไตรมาส 1 ปี 2563 เนื่องจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลในไตรมาส 2 ปี 2563 มากกว่าค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลงจากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 1.07 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในไตรมาส 2 ปี 2562

## งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 409 ล้านบาท สรอ. ลดลง 418 ล้านบาท สรอ. หรือร้อยละ 51 เมื่อเทียบกับผลการดำเนินงานสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 827 ล้านบาท สรอ. เนื่องจากรายได้รวมลดลง 222 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายที่ลดลง 274 ล้านบาท สรอ. รวมทั้ง ค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น 196 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาท สรอ. และ 88 ล้านบาท สรอ. ตามลำดับ ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 90 ล้านบาท สรอ. จากงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 1.71 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่งวดหกเดือนปีนี้มี การรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นเล็กน้อย จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 0.74 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคล สุทธิกับค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินจำนวน 144 ล้านบาท สรอ. (งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ขาดทุน 90 ล้านบาท สรอ.) โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 จำนวน 409 ล้านบาท สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 จำนวน 418 ล้านบาท สรอ. ลดลง 345 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีกำไร 763 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง 274 ล้านบาท สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาท สรอ. และ 88 ล้านบาท สรอ. ตามลำดับ ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 108 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 จำนวน 9 ล้านบาท สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 73 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไร 64 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 198 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 155 ล้านบาท สรอ. จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 1.71 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่งวดหกเดือนปีนี้มี การรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 12 ล้านบาท สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 0.74 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ ผลกระทบของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนในงวดหกเดือนปีนี้น้อยลง เนื่องจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคล นอกจากนี้มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลง 3 ล้านบาท สรอ. ในขณะที่งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 รับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 59 ล้านบาท สรอ. รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 47 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 จำนวน 144 ล้านบาท สรอ. ในขณะที่รับรู้ขาดทุนในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 จำนวน 90 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า



### ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	ไตรมาส 1 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2563	หกเดือน ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) YTD
(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)								
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	192	78	311	(59)	(75)	270	654	(59)
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	204	144	309	(29)	(53)	348	654	(47)
- ประเทศไทย	245	158	285	(36)	(45)	403	594	(32)
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	(41)	(14)	24	66	>(100)	(55)	60	>(100)
ออสเตรเลีย	(1)	(10)	(3)	>(100)	>(100)	(11)	(7)	(57)
อเมริกา	(3)	(46)	(3)	>(100)	>(100)	(49)	(6)	>(100)
แอฟริกา	(5)	(1)	13	80	>(100)	(6)	18	>(100)
อื่นๆ	(3)	(9)	(5)	>(100)	(80)	(12)	(5)	>(100)
โรงแยกก๊าซ	1	(0.1)	-	>(100)	(100)	1	-	100
ท่อขนส่งก๊าซ	65	64	80	(2)	(20)	129	158	(18)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	17	(8)	42	>(100)	>(100)	9	15	(40)
รวม	275	134	433	(51)	(69)	409	827	(51)

### ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 141 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 51 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 87 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 27 ล้านดอลลาร์) และเขตภูมิภาคสหรัฐอเมริกา 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

#### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- เขตภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

- ประเทศไทย

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 158 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 87 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 245 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลง จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลงและจากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 1.78 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในไตรมาส 2 ปี 2563 ในขณะที่ในไตรมาส 1 ปี 2563 อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. นอกจากนี้ ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง รวมทั้งค่าภาคหลวงลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง

- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 2 ปี 2563 เขตภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีขาดทุนสุทธิ 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 66 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 41 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลง เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2563 อ่อนค่าลง 2.52 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ในไตรมาส 2 ปี 2563 ค่าใช้จ่ายภาษีที่เกิดจากอัตราแลกเปลี่ยนมีผลกระทบน้อยลงจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคล ในขณะที่รายได้จากการขายลดลงตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

- เขตภูมิภาคอเมริกา

ในไตรมาส 2 ปี 2563 เขตภูมิภาคอเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์

## ไตรมาส 2 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 299 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 69 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 433 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 38 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) และเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 50 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 158 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 45 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 285 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลง จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ส่วนใหญ่ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง นอกจากนี้ ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง รวมทั้งค่าภาคหลวงลดลง ตามรายได้จากการขายที่ลดลง

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 2 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีขาดทุนสุทธิ 14 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 38 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 รวมทั้งรายได้จากการขายลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

ในไตรมาส 2 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์

### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2563 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 8 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 50 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 42 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้นในไตรมาส 2 ปี 2563 โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า

## งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 มีกำไรสุทธิ 409 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 418 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 51 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 827 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 191 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 115 ล้านดอลลาร์) และเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 403 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 191 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 32 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 594 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง นอกจากนี้ ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง รวมทั้งค่าภาคหลวงลดลง ตามรายได้จากการขายที่ลดลง

- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีขาดทุนสุทธิ 55 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 115 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 60 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นจากการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อน จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคล ในขณะที่รายได้จากการขายเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

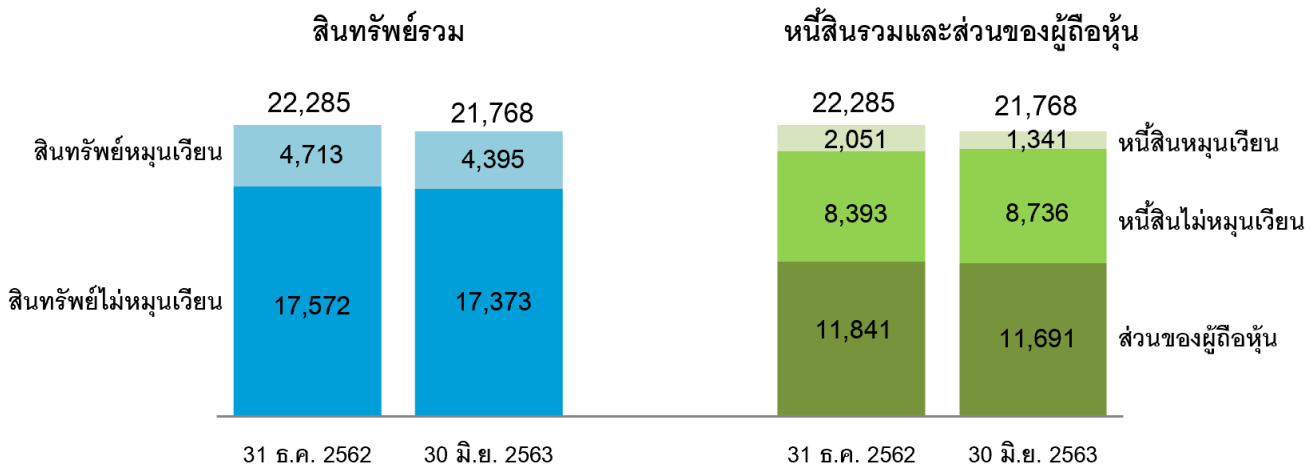
• เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2563 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 49 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์



### ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



#### สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 21,768 ล้านบาท ลดลง 517 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 22,285 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ มีจำนวนลดลง 318 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นลดลง 365 ล้านบาท
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนลดลง 199 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการตัดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย แม้ว่าจะมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

#### หนี้สิน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,077 ล้านบาท ลดลงจำนวน 367 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 10,444 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และหนี้สินหมุนเวียนอื่น โดยมีจำนวนลดลง 710 ล้านบาท สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 597 ล้านบาท จากการจ่ายภาษีเงินได้ค้างจ่ายสำหรับปี 2562 และเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นลดลง 181 ล้านบาท
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต หุ่นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 343 ล้านบาท โดยหลักจากหนี้สินตามสัญญาเช่าที่เพิ่มขึ้น 241 ล้านบาท และหุ่นกู้เพิ่มขึ้น 100 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการออกหุ้นกู้เพิ่มขึ้น

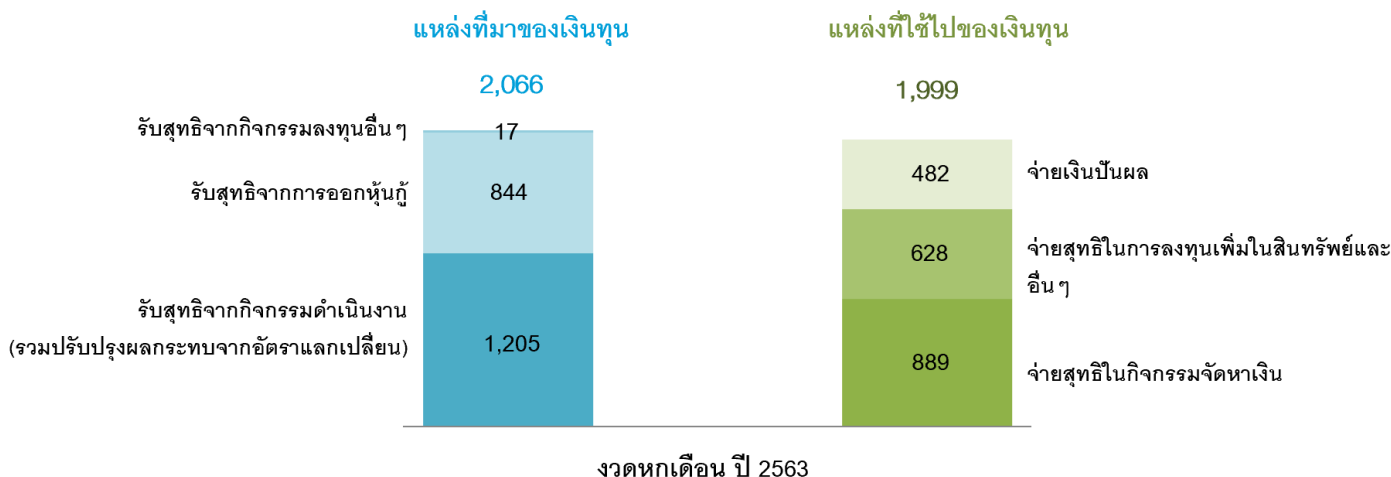
#### โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2563 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,691 ล้านบาท และหนี้สินรวม 10,077 ล้านบาท ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,883 ล้านบาท โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 3.74 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 14.59 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ และเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวที่ร้อยละ 82:18

ในไตรมาส 2 ปี 2563 บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. และเป็นศูนย์บริหารเงินของกลุ่ม ปตท.สผ. ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิจำนวน 500 ล้านบาท อายุ 7 ปี ให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่อปีร้อยละ 2.587 โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน รวมทั้งจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลส่วนที่เหลือของปี 2562 จำนวน 482 ล้านบาท ในเดือนเมษายน

### กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท



ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,090 ล้านบาท 77 บาท เพิ่มขึ้น 67 ล้านบาท 77 บาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดรวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 3,023 ล้านบาท 77 บาท

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,066 ล้านบาท โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย สุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ และเงินสดรับสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน จากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 1,999 ล้านบาท โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิจากการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส1 และโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการซื้อคืนหุ้นกู้ไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิในสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ก่อนกำหนด รวมทั้งจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลส่วนที่เหลือของปี 2562 ในเดือนเมษายน 2563

### อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 1 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2563	ไตรมาส 2 ปี 2562	หกเดือน ปี 2563	หกเดือน ปี 2562
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	71.85	66.72	72.31	69.73	73.88
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	12.32	9.76	11.97	9.76	11.97
อัตรากำไรสุทธิ	21.40	18.28	23.69	18.28	23.69
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.29	0.33	0.17	0.33	0.17
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.60	0.73	0.52	0.73	0.52

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 2 ปี 2563 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญดังนี้

### โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 221,813 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็น ร้อยละ 68 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 80,402 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 25 ของปริมาณการขายทั้งหมด

#### โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทย ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบกโดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** ที่สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน **โครงการบงกช** **โครงการคอนแทร์ค 4** และ**โครงการอาทิตย์** สามารถผลิตได้ตามการเรียกร้องก๊าซของผู้ซื้อ โดยโครงการคอนแทร์ค 4 และโครงการบงกช ผู้ซื้อเรียกร้องก๊าซต่ำกว่าแผน เนื่องจากความต้องการพลังงานที่ลดลงจากผลกระทบของสถานการณ์โควิด-19 **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** และ**โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** ได้เริ่มดำเนินการตามแผนดำเนินงานในช่วงเตรียมการ ซึ่งรวมถึงการเริ่มวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซ และการศึกษาการเตรียมความพร้อมในด้านอื่น ๆ เพื่อเตรียมผลิตก๊าซ ให้ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปริมาณขั้นต่ำรวม 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2565-2566 เป็นต้นไป โดยได้ประสานงานกับผู้รับสัมปทานรายเดิมและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างใกล้ชิดเพื่อให้การเปลี่ยนผ่านการดำเนินการเป็นไปอย่างราบรื่น

#### โครงการในเมียนมา

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** ในเมียนมา อาทิ **โครงการชอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ปัจจุบันอยู่ระหว่างรออนุมัติแผนพัฒนาโครงการจากรัฐบาลที่บริษัทได้ยื่นไปในไตรมาส 1 ปี 2563 **โครงการเมียนมา MD-7** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในเดือนมีนาคมที่ผ่านมา และไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้ตัดจำหน่ายหลุมสำรวจดังกล่าวในไตรมาสนี้

#### โครงการในมาเลเซีย

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่ง รัฐ Sabah ประกอบไปด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) และ **โครงการซาราวัค เอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัค ทั้งสองโครงการมีการผลิตที่ลดลงกว่าแผน เนื่องจากผลกระทบจากสถานการณ์โควิด-19 ทำให้ความต้องการพลังงานลดลง นอกจากนี้รัฐบาลมาเลเซียได้ขยายเวลามาตรการควบคุมการเดินทางของประชาชน หรือ Movement Control Order (MCO) ซึ่งมีผลบังคับตั้งแต่วันที่ 18 มีนาคม ถึง 31 สิงหาคม 2563 เพื่อช่วยควบคุมการแพร่กระจายของโควิด-19 ส่งผลให้งานซ่อมบำรุงล่าช้าออกไป ทำให้กระทบแผนการผลิตเล็กน้อย

**โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ได้แก่ **โครงการแปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah มีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน มาตรการควบคุมการเดินทางของประชาชนได้ส่งผลให้การเข้าพื้นที่เพื่อติดตั้งอุปกรณ์เกิดความล่าช้า อย่างไรก็ตามโครงการคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในไตรมาส 3 ปี 2563 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการติดตั้ง Subsea structure **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการซาราวัค เอสเค 410 ปี** อยู่ระหว่างการศึกษาแผนพัฒนาโครงการและวางแผนเจาะหลุมประเมินผล เพื่อประเมินศักยภาพเพิ่มเติมในภายในปลายไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 1 หลุม **โครงการซาราวัค เอสเค 417, โครงการซาราวัค เอสเค 438, โครงการซาราวัค เอสเค 405 ปีและโครงการพีเอ็ม 415** ปัจจุบันอยู่ระหว่างประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการเจาะหลุมสำรวจในปี 2563-2564 อย่างไรก็ตาม สำหรับโครงการสำรวจอื่น ๆ ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างพิจารณาจัดลำดับความสำคัญของแผนการเจาะหลุมสำรวจตามความเหมาะสมต่อไป

## โครงการในเวียดนาม

**โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase)** สำหรับโครงการในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการได้ทำการเจาะหลุมประเมิน 1 หลุมแล้วเสร็จในไตรมาส 2 ปี 2563 และสามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามเป้าหมาย สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปลายปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตที่ต่ำกว่า ๗ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

## โครงการในตะวันออกกลาง

ในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในตะวันออกกลางรวมอยู่ที่ 18,800 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 6 ของปริมาณการขายทั้งหมด ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคของ ปตท.สผ. ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)

โครงการร่วมทุนในโอมานมี **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการพีดีโอ (แปลง 6)** เป็นแปลงสัมปทานบนบกที่มีศักยภาพและมีขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน **โครงการมุกโคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ซึ่งในไตรมาสนี้ ทั้งสองโครงการได้ลดกำลังการผลิตลงตั้งแต่เดือนพฤษภาคม ตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ ที่ต้องการพยุงราคาน้ำมันซึ่งตกต่ำลง สำหรับ **โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนซอร์แปลง 12** ซึ่งได้รับสิทธิการสำรวจและการแบ่งปันผลผลิต (Exploration and Production Sharing Agreement: EPSA) จากรัฐบาล ร่วมกับบริษัท โททาล ในเดือนกุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งเป็นแปลงสำรวจก๊าซธรรมชาติบนบก ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศ ทางโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และเจาะหลุมสำรวจในปี 2564

โครงการร่วมทุนในยูเออีที่**อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2564

## โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มี**โครงการหลักที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ในภูมิภาคนี้ ได้แก่ สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก)

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบาราจินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในปี 2564 และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ปัจจุบันโครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในเดือนพฤษภาคมที่ผ่านมา สำหรับผลการเจาะทั้ง 2 หลุมนี้ บริษัทประสบความสำเร็จในการค้นพบศักยภาพน้ำมันดิบ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการวางแผนประเมินศักยภาพและพัฒนาปิโตรเลียม เพื่อเสนอขออนุมัติจากหน่วยงานรัฐบาลของประเทศเม็กซิโกต่อไป

## โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 8 แปลงสัมปทาน

สำหรับแหล่ง Cash Maple อยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสมและสำหรับแปลงสำรวจ AC/P54 ในแหล่ง Orchid ที่อยู่ในระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase) มีการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมเสร็จสิ้นในปี 2562 โดยผลจากการเจาะสำรวจค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ทั้งนี้โครงการมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

## โครงการในแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการหลักในภูมิภาคที่ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) ได้แก่

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 ปี 2563 การผลิตต่ำกว่าแผนเนื่องจากนโยบายจากกลุ่มประเทศ OPEC+ ให้ลดกำลังการผลิตลงตั้งแต่เดือนพฤษภาคมจากภาวะราคาน้ำมันตกต่ำ

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลี เบอ์ ราเคซ เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามแผนพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในเดือนเมษายน 2561 และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในไตรมาส 2 ปี 2563 โครงการอยู่ระหว่างการสรุปผลการคัดเลือกบริษัทเจ้าของเรือ (LNG Ship-owner) และเจรจาเงื่อนไขสัญญาเช่าเรือ (Time Charter Party Agreement) ซึ่งคาดว่าจะสรุปและพร้อมทำสัญญากับบริษัทเจ้าของเรือได้ตามแผน เพื่อดำเนินการขออนุมัติจากรัฐบาลโมซัมบิกต่อไป โครงการได้ลงนามสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance วงเงิน 14,900 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ สำหรับการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว 2 สายการผลิตแรก ทั้งนี้ ตามแผนงานโครงการจะดำเนินการผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2567



## กลยุทธ์การบริหารจัดการเพื่อความยั่งยืน

ปตท.สม. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ โดยมีการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” เพื่อมุ่งสู่การเป็น “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกกลุ่ม สามารถสร้างความมั่นคงทางพลังงาน พร้อมส่งมอบคุณค่าและสร้างความยั่งยืนให้แก่สังคม

เพื่อให้สอดคล้องกับวิสัยทัศน์การเป็น “Energy Partner of Choice” ปตท.สม. ได้กำหนดกรอบแนวคิดด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนเป็นหลักการในการดำเนินงานร่วมกันขององค์กร อันประกอบไปด้วย 3 องค์กรประกอบหลัก ได้แก่ การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาสนี้ได้แก่

**ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ** สืบเนื่องจากสถานการณ์ราคาน้ำมันตกต่ำจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 และสงครามราคาน้ำมันระหว่างซาอุดีอาระเบียและรัสเซีย ปตท.สม. ยังคงพร้อมเดินหน้าแผนงานปี 2563 โดยเน้นการดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก EXECUTE และต่อยอดการ EXPAND ท่ามกลางความท้าทายที่หลากหลายซึ่งอุตสาหกรรมต่าง ๆ รวมถึงธุรกิจปิโตรเลียมกำลังเผชิญอยู่ ปตท.สม. ได้ทำการปรับแผนปฏิบัติการให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง เพื่อเพิ่มความได้เปรียบในการแข่งขัน และส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืนซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

- 1) **เสริมความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สม.** โดยพิจารณาปรับแผนพัฒนาและแผนการผลิตให้เหมาะสมด้วยต้นทุนที่แข่งขันได้ โดยบริษัทได้กำหนดเป้าหมายในการลดต้นทุนต่อหน่วย (Unit Cost) อย่างต่อเนื่อง ให้อยู่ในระดับ Top quartile ของกลุ่มอุตสาหกรรม (ที่ระดับประมาณ 25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ในขณะที่ยังคงสามารถรักษาค่าตัวการเติบโตของการผลิตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ที่ร้อยละ 5 ภายในปี 2573 โดยการทบทวนแผนงานและพิจารณาปรับลดงบประมาณลงทุนสำหรับปี 2563 และปีถัด ๆ ไป โดยเน้นการเพิ่มมูลค่าของโครงการทั้งหมด ซึ่งประกอบด้วย การเลื่อนกิจกรรมที่ไม่จำเป็นออกไป การปรับแผนพัฒนาโครงการให้สอดคล้องตามการคาดการณ์ของอุปทานหลัง สถานการณ์โควิด-19 ตลอดจนการศึกษาความเหมาะสมในการนำเทคโนโลยีใหม่มาใช้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานและลดต้นทุนในอนาคต
- 2) **ขยายพอร์ตการลงทุนสำรวจและผลิต** โดยการแสวงหาโอกาสการลงทุนในช่วงวิกฤตครั้งนี้ร่วมกับพันธมิตรทางธุรกิจ (Strategic Alliance) ที่มีประสบการณ์ในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อรักษาค่าตัวส่วนปริมาณสำรองปิโตรเลียมต่อการผลิตที่ 7 ปี
- 3) **ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร** โดยการปรับเปลี่ยนกลยุทธ์ LNG ของบริษัท และกำหนดเป้าหมายการลงทุนร่วมกันทั้งในต้นน้ำและในโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) โดยมุ่งเน้นส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย
- 4) **แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจใหม่** เช่น ธุรกิจไฟฟ้า การต่อยอดและขยายธุรกิจ AI & Robotics Venture (ARV) ใน 4 ภาคส่วน ได้แก่ การตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ใต้ทะเล การเกษตร การแพทย์ และการใช้อากาศยานไร้คนขับ (Drone) ในการตรวจสอบทางเทคนิค โดยบริษัทมีเป้าหมายว่าภายในปี 2573 ร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิรวมจะมาจากธุรกิจใหม่เหล่านี้
- 5) **ปรับเปลี่ยนการทำงานให้เข้ากับฐานวิถีชีวิตใหม่ (New Normal)** ผ่านโครงการ Transformation และการบริหารทรัพยากรบุคคลภายในใหม่ โดยโครงการ Transformation ประกอบไปด้วย การนำ Digital Transformation มาใช้ในการทำงานโดยมุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว การเปลี่ยนวิธีคิดขององค์กรให้มุ่งสู่ “One Team, One Goal” การเพิ่มศักยภาพและขีดความสามารถของบุคลากร เป็นต้น

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สม. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2563 บริษัทมีเงินสดในมือกว่า 3,000 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ บริษัทได้บริหารจัดการโครงสร้างทางการเงินในส่วนของผู้ถือหุ้นเงินดอลลาร์ สรอ. ต่อเนื่องจากปลายปี 2562 ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินลดลงจากร้อยละ 4.41 เป็น 3.74 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2563-2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทจะช่วยสนับสนุน ให้บรรลุเป้าหมายระยะยาวข้างต้นได้อย่างแน่นอน

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ได้แก่ โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับแยกสิ่งปนเปื้อนที่ไม่ต้องการออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว และโครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ ซึ่งโครงการดังกล่าวอยู่ระหว่างการทดสอบขั้นต้น อีกทั้ง ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 2 ปี 2563 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTI) เท่ากับ 0.06 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.31 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

**ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (GRC)** ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยการดำเนินงานที่สำคัญตาม GRC Roadmap ในไตรมาส 2 สรุปได้ดังนี้

- วางระบบการกำกับดูแลด้าน GRC ในโครงการลงทุนใหม่ที่ประเทศมาเลเซียแล้วเสร็จ มีการติดตามและรายงานผลการดำเนินงานด้าน GRC อย่างต่อเนื่อง รวมทั้งขยายการสื่อสารด้าน GRC ไปยังโครงการในต่างประเทศเพิ่มขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับแผนงานในการประเมิน GRC Maturity Level สำหรับโครงการต่างประเทศในปี 2564
- ศึกษาและวิเคราะห์ความเชื่อมโยงของการดำเนินงานด้านการกำกับดูแล (Assurances) ทั้งทั้งองค์กรอย่างบูรณาการเพื่อให้มีความคล่องตัว กระชับ และมีประสิทธิภาพเพิ่มมากขึ้น

ทั้งนี้ ในไตรมาส 2 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับ 2 รางวัล ในงาน 15<sup>th</sup> ASIAN ESG Award 2019 จากนิตยสาร Corporate Governance Asia ได้แก่ รางวัลด้านธรรมาภิบาลระดับเอเชีย “Asia’s Icon on Corporate Governance” ต่อเนื่องเป็นปีที่ 8 และรางวัลผู้นำองค์กรดีเด่นในเอเชียแห่งปี “Asian Corporate Director Recognition Award” ซึ่งมอบให้กับนายพงศธร ทวีสิน ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ ในฐานะผู้นำที่ให้ความสำคัญกับการบริหารกิจการตามหลักธรรมาภิบาลที่ดี รวมถึงได้รับรางวัลองค์กรโปร่งใส จากสำนักงานป้องกันและปราบปรามการทุจริตแห่งชาติ หรือ ป.ป.ช. ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 อีกด้วย

**ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (SVC)** ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม รวมถึงในส่วนของ การแพร่ระบาดของโควิด-19 ปตท.สผ. ได้ให้ความสนับสนุนหน่วยงานต่าง ๆ เพื่อป้องกันการแพร่ระบาด โดยแผนกลยุทธ์เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวมีดังนี้

- **กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Reduction)** เพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยได้ตั้งเป้าหมายของการปล่อยปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2563 บริษัทสามารถลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 11 ด้วยการดำเนินโครงการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง
- **กลยุทธ์การใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่า ลดของเหลือทิ้ง (Circular Model for E&P)** ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างและอุปกรณ์หลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสมปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยในปีนี้ ปตท.สผ. ยังมีโครงการศึกษาการใช้ประโยชน์จากหินและดินที่เป็นของเสียจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) ด้วยการนำมาพัฒนาต่อยอดเป็นวัสดุทดแทนในการสร้างและซ่อมแซมถนน ซึ่งกำลังอยู่ในขั้นตอนเตรียมการทดสอบการใช้งานในพื้นที่ศูนย์วิจัยพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สผ. (PTTEP Technology and Innovation Centre – PTIC) ในเดือนกรกฎาคมนี้ นอกจากนี้ ในไตรมาส 2 บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ สอดคล้องกับเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย

- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต (Ocean for Life)** ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยมีเป้าหมายในการเพิ่มความสมบูรณ์และความหลากหลายของทรัพยากรทางทะเล (Biodiversity) และรายได้ของประชากรที่พึ่งพาทรัพยากรทางทะเล (Improve Local Economy) จากปีฐาน 2563 ซึ่งได้เริ่มทำการศึกษานหาข้อมูลพื้นฐานเพื่อใช้กำหนดเป้าหมายระยะยาวดังกล่าวแล้วในไตรมาส 2 นี้

นอกจากนั้น ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ได้แก่ โครงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลสำหรับกระบวนการรื้อถอนตามมาตรฐานสากลที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า และโครงการผลิตท่อนานาโนคาร์บอนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากปล่องเผาทิ้ง ซึ่งโครงการดังกล่าวข้างต้น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาและทดสอบในขั้นนำร่อง

ทั้งนี้ ในไตรมาส 2 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับรางวัลชนะเลิศ ประเภท 3G Best Social Empowerment Award จากการดำเนินโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักลูกปู เพื่อรักษาทรัพยากรทางทะเลให้สมบูรณ์ต่อเนื่องและสร้างคุณค่าให้ชุมชนอย่างยั่งยืน ในงานประกาศรางวัล Global Good Governance (3G) Awards 2020 ซึ่งจัดขึ้น ณ กรุงลอนดอน ประเทศอังกฤษ ซึ่งปตท.สผ. ได้รับรางวัลนี้ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2

## แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### ราคาน้ำมันดิบ

ภาพรวมตลาดน้ำมันในครึ่งหลังของปี 2563 คาดว่าจะเป็นการฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องจากจุดต่ำสุดของวิกฤตโควิด-19 ในเดือนเมษายน และพฤษภาคม สถานการณ์การระบาดเริ่มคลี่คลายในทวีปเอเชียและยุโรป ทำให้กิจกรรมทางเศรษฐกิจในหลายประเทศเริ่มเข้าสู่ภาวะปกติ เช่น การเดินทางโดยรถยนต์ การผลิตภาคอุตสาหกรรม เป็นต้น อุปสงค์การใช้น้ำมันรวมของโลกเริ่มมีการฟื้นตัวอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม คาดว่าจะฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป เนื่องจากยังมีหลายประเทศซึ่งสถานการณ์การระบาดยังไม่ดีขึ้น โดยเฉพาะประเทศผู้บริโภคน้ำมันหลัก เช่น สหรัฐอเมริกาและอินเดีย รวมถึงหลายประเทศซึ่งมีความเสี่ยงจากการระบาดระลอกใหม่ (Second Wave) เช่น ญี่ปุ่นและออสเตรเลีย ดังนั้น อาจต้องใช้เวลาถึงปี 2564 อุปสงค์น้ำมันถึงจะค่อยฟื้นกลับมาในระดับก่อนเกิดโควิด-19

ในด้านอุปทาน คาดว่าจะถูกควบคุมให้สมดุลกับอุปสงค์ได้เป็นอย่างดีโดยกลุ่ม OPEC+ ซึ่งร่วมมือกันลดกำลังการผลิตได้ตามข้อตกลง อย่างไรก็ตาม ยังต้องมีการจับตามองบางประเทศซึ่งที่ผ่านมาไม่สามารถปฏิบัติตามข้อตกลง เช่น อิรักและคาซัคสถาน อาจเป็นสาเหตุให้เกิดความขัดแย้งในการร่วมมือของกลุ่ม OPEC+ ได้ รวมถึงกิจกรรมการลงทุนขุดเจาะน้ำมันของบริษัทน้ำมันทั่วโลกที่ลดลงอย่างต่อเนื่องจะช่วยให้อุปทานน้ำมันดิบโลกลดลงได้ในอนาคต โดยเฉพาะในสหรัฐอเมริกาที่การผลิตและจำนวนแท่นขุดเจาะน้ำมันดิบลดลงอย่างมีนัยสำคัญในไตรมาส 2 ทั้งนี้ หากราคาน้ำมันดิบเริ่มปรับตัวสูงขึ้นจนเกินต้นทุนในการผลิต Shale ของผู้ผลิตในสหรัฐอเมริกา อุปทานจากสหรัฐอเมริกาก็จะสามารถกลับมาได้บ้างในระยะสั้น ทำให้อุปทานน้ำมันในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2563 น่าจะฟื้นตัวขึ้นแต่อาจจะไม่สามารถปรับตัวเพิ่มขึ้นได้มากนัก โดยคาดว่าราคาเฉลี่ยจะอยู่ระหว่าง 40-45 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

### สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2563 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณ 27 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 7) จากปี 2562 ในขณะที่ความต้องการใช้ LNG ในการผลิตกระแสไฟฟ้า และในภาคอุตสาหกรรมปรับตัวลดลงอย่างมากจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 ทำให้เศรษฐกิจทั่วโลกชะงักงัน โดยเฉพาะประเทศจีน ซึ่งเป็นผู้นำเข้า LNG รายใหญ่ที่สุดเป็นอันดับ 2 ของโลก จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้ราคา LNG ถูกกดดันให้อยู่ในระดับต่ำ โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2563 จะอยู่ที่ 2.8 – 3.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู อย่างไรก็ตาม ยังมีปัจจัยบวกที่สนับสนุนราคา LNG เช่น การผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึง จำนวนโครงการที่ได้รับอนุมัติให้ก่อสร้างในช่วงปี 2559 – 2560 มีปริมาณน้อย ส่งผลให้อุปทานออกมาไม่เพียงพอต่อความต้องการในปี 2565 – 2567 ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะล้นตลาดของ LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลในปี 2567

ทั้งนี้ จากสถานการณ์ราคา LNG ที่ปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องในปี 2563 ส่งผลให้มีการนำเข้า LNG เพื่อใช้ในประเทศเพิ่มขึ้น ประกอบกับความต้องการพลังงานที่ลดลง ทำให้มีการเรียกซื้อก๊าซธรรมชาติลดลง บริษัทได้รวมผลกระทบดังกล่าวในคาดการณ์ปริมาณการขายในปีแล้ว โดยคาดว่าปริมาณการขายจะลดลงประมาณร้อยละ 9 เมื่อเทียบกับปริมาณการณเดิมช่วงต้นปี โดยผลกระทบดังกล่าวไม่รุนแรงมากนัก เนื่องจากปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติของบริษัทเป็นไปตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่มีการกำหนดปริมาณขั้นต่ำในการรับก๊าซไว้ล่วงหน้าตามสัญญา (DCQ) นอกจากนี้ ในระยะยาว บริษัทยังมองหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร ซึ่งรวมถึงการร่วมลงทุนทั้งในต้นน้ำและโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) เพื่อลดความเสี่ยงจากราคาน้ำมันที่ผันผวน

### เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยมีแนวโน้มจะฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไปในครึ่งหลังของปี 2563 เนื่องจากสามารถควบคุมการแพร่ระบาดของโควิด-19 ได้ดี ในขณะที่อัตราเงินเฟ้อทั่วไปมีแนวโน้มที่จะติดลบ แต่คาดว่าจะกลับเข้าสู่กรอบเงินเฟ้อเป้าหมายได้ในปี 2564 จากการดำเนินนโยบายการเงินที่ผ่อนคลายต่อเนื่อง รวมถึงการผ่อนคลายมาตรการปิดประเทศ และมาตรการอื่น ๆ ที่จะช่วยสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจหลังการระบาดของโควิด-19 คลี่คลายลง และลดความเสี่ยงต่อเสถียรภาพระบบการเงิน อย่างไรก็ตาม ยังมีความไม่แน่นอนของการกลับมาแพร่ระบาดอีกครั้ง ที่ประเทศไทยยังคงต้องระมัดระวังและติดตามอย่างใกล้ชิด

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. คาดว่าค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ยังคงมีความผันผวนในช่วงที่เหลือของปี โดยคาดการณ์ว่าจะยังคงเคลื่อนไหวในกรอบแคบ ๆ ที่ 31 – 32 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ปัจจัยหลักมาจากความไม่แน่นอนของการควบคุมการแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ที่ต้องเฝ้าระวังหลังจากมาตรการผ่อนคลายการปิดประเทศของรัฐบาล ซึ่งหากกลับมาระบาดอีกครั้งจะส่งผลกระทบต่ออุปสงค์ทางเศรษฐกิจ โดยเฉพาะภาคการท่องเที่ยวและส่งออก นอกจากนี้ ยังมีนโยบายทางการเงินของสหรัฐและไทยที่จะส่งผลต่อทิศทางของกระแสเงินทุนอีกด้วย

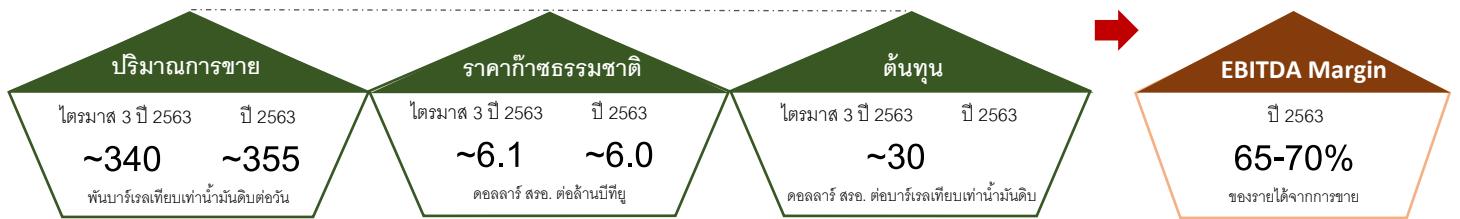
อีกหนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา 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. คาดว่าจะสามารถยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป โดยบริษัทได้รับรู้ผลกระทบส่วนใหญ่จากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวในไตรมาส 2 ปี 2563 และจะไม่มีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทในแง่ของภาษีเงินได้ ต่อผลประกอบการของบริษัทในอนาคต

**แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2563**

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2563 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการสำหรับปี 2563 เป็นดังนี้



หมายเหตุ: 1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)  
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2563 ที่ประมาณ 38 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

**ปริมาณการขาย**

ปตท.สผ. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2563 และทั้งปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 340,000 และ 355,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ ซึ่งลดลงจากปริมาณการขายเฉลี่ยปี 2563 ที่คาดการณ์เดิมประมาณร้อยละ 9 จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ที่ทำให้ความต้องการพลังงานลดลง ประกอบกับมีการนำเข้า LNG เพื่อใช้ในประเทศเพิ่มขึ้นจากการที่ราคา Spot LNG ปรับตัวลดลงเป็นอย่างมาก แต่อย่างไรก็ตาม ปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติของบริษัทเป็นไปตามเงื่อนไขในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติระยะยาวที่มีการกำหนดปริมาณขั้นต่ำในการรับก๊าซไว้ล่วงหน้าตามสัญญา (DCQ)

**ราคาขาย:**

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาซื้อขายก๊าซซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาซื้อขายก๊าซเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2563 และทั้งปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 6.1 และ 6.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบิตู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันในตลาดโลก
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2563 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 6 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

**ต้นทุน**

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 และทั้งปี 2563 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานตามสถานการณ์ปัจจุบัน