

## บทสรุปผู้บริหาร

ปี 2563 เป็นปีที่ท้าทายอย่างมากสำหรับภาคธุรกิจ จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด-19) ที่ส่งผลกระทบต่ออย่างรุนแรงต่อเศรษฐกิจโลกและความต้องการน้ำมันดิบที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับความขัดแย้งในการบริหารจัดการการผลิตในกลุ่ม OPEC+ ในช่วงแรก ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบโลกลดลงอย่างรวดเร็ว แต่อย่างไรก็ตาม สถานการณ์โดยรวมในช่วงครึ่งหลังของปี 2563 ได้เริ่มเห็นสัญญาณของการฟื้นตัวในหลายอุตสาหกรรมจากการผ่อนคลายมาตรการปิดเมืองและการเริ่มใช้วัคซีนป้องกันโควิด-19 ในบางประเทศ ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันดิบของโลกปรับตัวดีขึ้น ประกอบกับการปฏิบัติตามข้อตกลงในการลดกำลังการผลิตอย่างเคร่งครัดของกลุ่ม OPEC+ ทำให้ราคาน้ำมันดิบโลกปรับตัวสูงขึ้นจากจุดต่ำสุดในไตรมาส 2 แม้ว่าจะมีความกังวลต่อการระบาดระลอกใหม่ที่เกิดขึ้นในหลายประเทศ

ปตท.สผ. ได้ปรับแผนปฏิบัติการภายใต้กลยุทธ์ 'Execute' และ 'Expand' ให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจที่มีความท้าทายมากขึ้น เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและเสริมสร้างการเติบโตอย่างมั่นคงและยั่งยืน โดยในปี 2563 ปตท.สผ. ได้ให้ความสำคัญกับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมซึ่งเป็นธุรกิจหลัก ปรับแผนพัฒนาและแผนการผลิตให้เหมาะสมและควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ระดับที่แข่งขันได้ โดยในส่วนของงานดำเนินงาน โครงการในอ่าวไทย อาทิ โครงการบงกช โครงการอาทิย์ และ โครงการคอนแทร์ค 4 สามารถผลิตได้ตามการเรียกร้องก๊าซของผู้ซื้อตามความต้องการที่ลดลงจากการระบาดของโควิด-19 โครงการซาฮารัค เอสเค 410 ปี ได้เริ่มเจาะหลุมประเมินผล 1 หลุมในปลายไตรมาส 3 เพื่อยืนยันศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมหลังจากที่ประสบความสำเร็จในการเจาะสำรวจเมื่อกลางปี 2562 และโครงการซาฮารัค เอสเค 417 ได้เริ่มเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในไตรมาส 4 โดยคาดว่าจะทราบผลการเจาะสำหรับทั้งสองโครงการในไตรมาส 1 ปี 2564 นอกจากนี้ บริษัทได้ขยายการลงทุนเพิ่มเติมในภูมิภาคตะวันออกกลางซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมสูง โดยได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลง 12 ในรัฐสุลต่านโอมาน และแปลงสำรวจ Offshore Block 3 ในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ และเมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2564 ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุน เพื่อเข้าลงทุนร้อยละ 20 ในโครงการ Oman Block 61 ในประเทศโอมานจาก BP Exploration (Epsilon) Limited ด้วยมูลค่ารวม 2,450 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา โดยจะมีการปรับลดมูลค่าและเงินทุนหมุนเวียนตามเงื่อนไขในสัญญา และอาจมีการรับมูลค่าการซื้อเพิ่มเติมในจำนวนไม่เกิน 140 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา หากสามารถบรรลุเงื่อนไขที่ระบุไว้ในสัญญา ทั้งนี้ คาดว่าการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ (Completion Date) ภายในปี 2564 ซึ่งรวมถึงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง

บริษัทยังได้ขยายธุรกิจตามแผนกลยุทธ์ในการขยายการลงทุนในธุรกิจใหม่ โดยได้ขยายธุรกิจ AI & Robotics Venture (ARV) ผ่านการจัดตั้งบริษัทร่วมทุน 2 บริษัท ได้แก่ บริษัท เอทีไอ เทคโนโลยีส์ จำกัด และบริษัท ซีเคเอสที จำกัด เพื่อให้บริการด้านการเกษตรแบบครบวงจรในรูปแบบของแพลตฟอร์ม (Platform) และธุรกิจการบริการงานวิศวกรรมใต้ทะเล (Subsea IRM) และเพื่อให้บริการงานวิศวกรรมใต้ทะเลในเชิงพาณิชย์แก่บริษัทน้ำมันฯ และบริษัทด้านพลังงานทดแทนในทะเล ตามลำดับ รวมถึงความคืบหน้าที่ดีในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในเมียนมา โดยบริษัทได้รับการอนุมัติสิทธิการพัฒนาโครงการจากรัฐบาลเมียนมาเป็นที่เรียบร้อยแล้วในไตรมาส 4 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2565

สำหรับผลประกอบการในปี 2563 บริษัทมีกำไรสุทธิ 720 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ลดลงร้อยละ 54 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า โดยหลักจากราคาขายที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก อย่างไรก็ตาม บริษัทสามารถลดต้นทุนต่อหน่วยและต้นทุนเงินสดต่อหน่วยมาอยู่ในระดับที่ 30.5 และ 14.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ จึงส่งผลให้บริษัทมีระดับกระแสเงินสดจากการดำเนินงานในปี 2563 จำนวนรวมทั้งสิ้น 2,799 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 68 โดยในปี 2563 บริษัทมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ (ก่อนภาษีเงินได้) จำนวน 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งส่วนใหญ่มาจากโครงการมาเรียนา ฮอลด์ แชนด์ เนื่องจากคาดการณ์ราคาน้ำมันในระยะยาวจะทรงตัวอยู่ในระดับต่ำอย่างต่อเนื่อง ทำให้ยากต่อการพัฒนาโครงการในเชิงพาณิชย์ และโครงการเยตากูน เนื่องจากการปรับแผนการผลิตลดลงตามศักยภาพปัจจุบันของแหล่งผลิต ในส่วนสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นปี 2563 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 22,493 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,804 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,694 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,932 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 11,799 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำกว่า 0.33 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

### ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	2563	2562	% เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2563	ไตรมาส 4 ปี 2563	ไตรมาส 4 ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	5,357	6,413	(16)	1,305	1,348	1,841	3	(27)
รายได้จากการขาย	5,043	6,046	(17)	1,228	1,292	1,755	5	(26)
EBITDA	3,512	4,354	(19)	890	829	1,188	(7)	(30)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	720	1,569	(54)	230	81	384	(65)	(79)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.18	0.38	(53)	0.06	0.02	0.09	(67)	(78)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	781	1,445	(46)	195	168	379	(14)	(56)
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(61)	124	>(100)	35	(87)	5	>100	>(100)



## ภาพรวมเศรษฐกิจในปี 2563

### ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่มีผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัทฯ ในปี 2563 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 42.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากราคาเฉลี่ยในปี 2562 ที่ 63.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) ทั้งนี้ เป็นผลมาจากการระบาดของโควิด-19 ทำให้แต่ละประเทศทั่วโลกต้องประกาศใช้มาตรการปิดประเทศ ส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันดิบลดลงจาก 97 ล้านบาร์เรลต่อวันในเดือนมกราคม และระดับ 85 ล้านบาร์เรลต่อวันในเดือนมีนาคม 2563 นอกจากนี้ ความล้มเหลวในการเจรจาปรับลดการผลิตของกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและชาติพันธมิตร หรือ OPEC+ ทำให้ซาอุดีอาระเบียตัดสินใจเพิ่มการผลิตเต็มกำลัง กดดันให้ราคาน้ำมันดิบดูไบลดลงอย่างต่อเนื่องเหลือ 23.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ณ สิ้นไตรมาส 1 อุปสงค์น้ำมันดิบลดลงต่ำสุดในเดือนเมษายน ที่ 75 ล้านบาร์เรลต่อวัน เช่นเดียวกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ลดลงต่ำกว่า 20 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม เพื่อพยุงราคาน้ำมันดิบ กลุ่ม OPEC+ ได้บรรลุข้อตกลงร่วมกันที่จะปรับลดการผลิตในเดือนพฤษภาคมถึงกรกฎาคมที่ 9.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน และ 7.7 ล้านบาร์เรลต่อวันในเดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม 2563 รวมถึงประเทศในกลุ่ม G20 นำโดยสหรัฐอเมริกา แคนาดา และบราซิล ยินดีที่จะปรับลดการผลิตรวมกัน 5 ล้านบาร์เรลต่อวัน และหลายประเทศสามารถควบคุมสถานการณ์โควิด-19 ได้ดีขึ้น ปริมาณอุปสงค์น้ำมันดิบในไตรมาส 3 จึงฟื้นตัวมาสู่ระดับ 91 ล้านบาร์เรลต่อวัน ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในไตรมาส 3 ปรับตัวดีขึ้นอยู่ที่ 42.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ในไตรมาส 4 การอนุมัติให้ใช้วัคซีนป้องกันโควิด-19 และการเริ่มฉีดวัคซีนให้ประชาชนในสหรัฐอเมริกา สหราชอาณาจักรและกลุ่มประเทศสหภาพยุโรปในเดือนธันวาคม รวมถึงการปฏิบัติตามข้อตกลงร่วมอย่างเคร่งครัดของกลุ่ม OPEC+ และในการประชุมกลุ่ม OPEC+ ในเดือนธันวาคม 2563 ได้บรรลุข้อตกลงการปรับลดการผลิตของเดือนมกราคม 2564 ที่ระดับ 7.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน เทียบกับข้อตกลงก่อนหน้านี้ที่จะลดการผลิต 5.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็นปัจจัยบวกช่วยให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้น เฉลี่ยอยู่ที่ 44.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล และสามารถยืนอยู่เหนือระดับ 50 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ในสัปดาห์สุดท้ายของปี 2563

### สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ใน ปี 2563 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 4.39 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู และต่ำสุด 1.83 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในไตรมาส 2 เนื่องจากสถานการณ์โรคระบาดโควิด-19 ที่ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานลดลง อย่างไรก็ตามในช่วงปลายเดือนธันวาคม ด้วยเหตุที่สภาพอากาศหนาวในเอเชียเหนือเกินกว่าการคาดการณ์ ก่อให้เกิดความต้องการที่มากขึ้นอย่างรวดเร็ว ประกอบกับปัญหาความแออัดในการขนส่งผ่านช่องแคบปานามา และการหยุดการผลิตในหลายโครงการ ทำให้ราคาเฉลี่ยในสัปดาห์สุดท้ายของปีขึ้นสูงถึงระดับ 13.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในส่วนของสถานะตลาดประจำปี 2563 มีกำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 378 ล้านตันต่อปี (2562: 360 ล้านตันต่อปี) ในขณะที่มีความต้องการใช้โดยรวมอยู่ที่ประมาณ 362 ล้านตันต่อปี (2562: 351 ล้านตันต่อปี) (ข้อมูลจาก FGE เดือนธันวาคม 2563)

### ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 10 เดือนแรกของปี 2563 อยู่ที่ประมาณ 1.98 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 7.9 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) โดยสาเหตุหลักมาจากเศรษฐกิจที่ชะลอตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 และมาตรการการปิดประเทศเพื่อป้องกันการระบาดได้ส่งผลกระทบต่อเกือบทุกภาคส่วนโดยเฉพาะอุตสาหกรรมท่องเที่ยวและการเดินทางโดยเครื่องบิน โดยรวมแล้วการใช้พลังงานลดลงเกือบทุกประเภท ยกเว้นจากพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้า

### อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ในปี 2563 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีความผันผวนตลอดปี โดยอ่อนค่าลงในช่วงไตรมาสแรก และกลับมาแข็งค่าขึ้นในช่วงไตรมาสที่เหลือ ปิดที่ 30.04 ณ สิ้นปี 2563 เป็นผลมาจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 ที่ส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจและการเงินทั่วโลก ทางภาครัฐของไทยได้ออกมาตรการต่าง ๆ ทั้งด้านการเงินและการคลังเพื่อช่วยกระตุ้นเศรษฐกิจและสร้างความเชื่อมั่นในตลาดการเงินให้กลับมาทำงานได้ตามปกติ รวมถึงการดำเนินนโยบายการเงินที่ผ่อนคลายมากขึ้น โดยในปีที่ผ่านมาได้มีการปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงมาอยู่ในระดับที่ต่ำสุดเป็นประวัติการณ์ ที่ร้อยละ 0.50 ทั้งนี้ ค่าเงินบาทเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวแข็งค่าขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงไตรมาสสุดท้ายสอดคล้องกับเงินสกุลอื่นในภูมิภาค เนื่องจากนักลงทุนต่างชาติที่กลับมามูลงทุนในตลาดเกิดใหม่ (Emerging Markets) เพิ่มขึ้น ภายหลังจากผลการเลือกตั้งประธานาธิบดีสหรัฐฯ และความคืบหน้าของการพัฒนาวัคซีนป้องกันโควิด-19 แม้ว่าประเทศไทยยังคงเผชิญกับการแพร่ระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 ในช่วงสิ้นปีก็ตาม

ในส่วนของผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทในแง่ของภาษีเงินได้ ที่เกิดจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีหรือสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานตามมาตรฐานบัญชีนั้น กรมสรรพากรได้มีการแก้ไขกฎหมายภาษีเพื่อรองรับการยื่นภาษีด้วยสกุลเงินอื่นที่ไม่ใช่สกุลบาท และได้มีการออกกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง ทำให้กลุ่มบริษัท ปตท.สม. สามารถยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป จึงไม่มีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทต่อสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ในแง่ของภาษีเงินได้ ต่อผลประกอบการของกลุ่มบริษัท ปตท.สม. ตั้งแต่ไตรมาส 4 ปี 2563 เป็นต้นไป

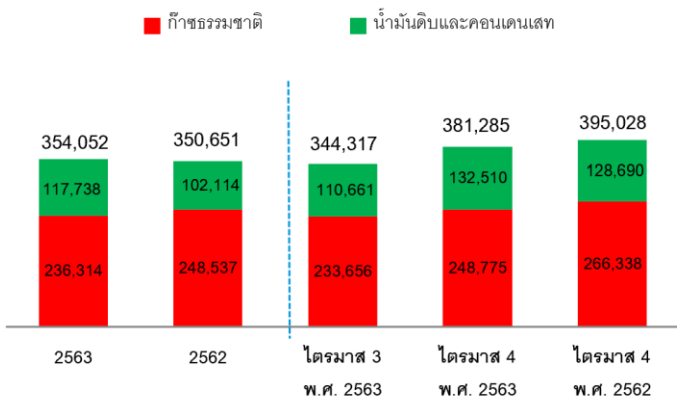


## ผลการดำเนินงาน

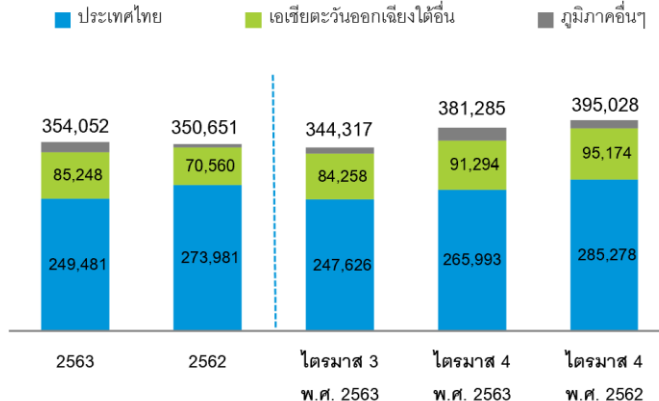
### ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

#### ตามชนิดปิโตรเลียม



#### ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ	%		ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	ไตรมาส 4	%		
	2563	2562	ปี 2563	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด)	เพิ่ม(ลด)	
(หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	YTD		QoQ		YoY			
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	38.92	47.24	(18)	38.77	36.85	48.28	(5)	(24)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	41.55	61.18	(32)	41.82	42.61	61.94	2	(31)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.27	6.92	(9)	6.22	5.63	6.95	(9)	(19)
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	42.27	63.51	(33)	42.88	44.64	62.03	4	(28)

### ปี 2563 เปรียบเทียบกับปี 2562

ในปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 354,052 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 350,651 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์ที่รับรู้ปริมาณการขายเต็มปี ภายหลังจากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งหลังของปีก่อน สู่ทิกกับโครงการคอนแทร์ค 4 และโครงการบงกชมีปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงเนื่องจากผู้ซื้อปรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 38.92 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ปี 2562: 47.24 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

### ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

ในไตรมาส 4 ปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 381,285 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 344,317 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการคอนแทร์ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อปรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งกลุ่มพาร์เท็กซ์และโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 36.85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 3 ปี 2563: 38.77 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

### ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2563 กับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 395,028 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช เนื่องจากมีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2563 และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย-ปี 17 เนื่องจากผู้ซื้อปรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 36.85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 4 ปี 2562: 48.28 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

## ผลการดำเนินงานรวม

## ปี 2563 เปรียบเทียบกับปี 2562

ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิสำหรับปี 2563 จำนวน 720 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 849 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 54 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 1,569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักมาจากรายได้จากการขายลดลง 1,003 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 91 ล้านดอลลาร์ (ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) สุทธิกับการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงิน 99 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ปี 2562 รับรู้ขาดทุน 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) โดยกำไรสุทธิสำหรับปี 2563 จำนวน 720 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับปี 2563 จำนวน 781 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 664 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไร 1,445 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลง 1,003 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และ 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามลำดับ จากโครงการมาเลเซียและกลุ่มพาร์เท็กซ์ที่รับรู้เต็มปี ภายหลังการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งหลังของปีก่อน อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 319 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากรายได้จากการขายที่ลดลง รวมถึงค่าภาคหลวงลดลง 135 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายในประเทศที่ลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับปี 2563 จำนวน 61 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 185 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไร 124 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นจำนวน 245 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากในปี 2563 มีการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อนในจำนวนที่สูงกว่าปี 2562 จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ในขณะที่ปี 2562 มีการรับรู้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง (Tax saving) จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 2.30 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. รวมถึงมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 91 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) ส่วนใหญ่จากโครงการเยตากูน และโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ สุทธิกับการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินจำนวน 99 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักมาจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ในขณะที่ปี 2562 รับรู้ขาดทุน 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

## ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 149 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 65 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน 72 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 3 ปี 2563 รับรู้กำไร 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น 53 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และ 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามลำดับ รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 3 ปี 2563 ไม่มีการรับรู้) สุทธิกับรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 61 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 168 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไร 195 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 53 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากกลุ่มพาร์เท็กซ์ที่มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น รวมถึงค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากค่าธรรมเนียมวิชาชีพและค่าที่ปรึกษาเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 87 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 122 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไร 35 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินจำนวน 72 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2563 รับรู้กำไร 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า และสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ของโครงการเยตากูน (ไตรมาส 3 ปี 2563 ไม่มีการรับรู้)

## ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรลดลง 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 79 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลง 463 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 4 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 110 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ค่าภาคหลวงและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงในจำนวนที่เท่ากันที่ 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 168 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 211 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีกำไร 379 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลง 463 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 142 ล้านดอลลาร์สหรัฐได้จากการขายที่ลดลง และค่าภาคหลวงลดลง 47 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายในประเทศที่ลดลง รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 47 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซีย เนื่องจากมีการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 4 ปี 2562

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 จำนวน 87 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 92 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีกำไร 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 44 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ของโครงการเยตากูน (ไตรมาส 4 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) รวมถึงค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยหลักจากไตรมาส 4 ปี 2563 มีการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน (Tax saving) ลดลง จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลและภาษีเงินได้ปีโตรเลียม ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2562 มีการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน (Tax saving) จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 0.44 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ. และมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 31 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า และสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	%		ไตรมาส 3	ไตรมาส 4	ไตรมาส 4	%		
	2563	2562	ปี 2563	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด)	เพิ่ม(ลด)	
(หน่วย: ล้านดอลลาร์ ทรอ.)	YTD		QoQ		YoY			
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	868	1,634	(47)	254	215	457	(15)	(53)
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	944	1,660	(43)	260	207	473	(20)	(56)
- ประเทศไทย	799	1,236	(35)	192	204	343	6	(41)
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	145	424	(66)	68	3	130	(96)	(98)
ออสเตรเลีย	(28)	(15)	(87)	(1)	(16)	(1)	>(100)	>(100)
อเมริกา	(56)	(10)	>(100)	(2)	(5)	(2)	>(100)	>(100)
แอฟริกา	23	14	64	(3)	32	(7)	>100	557
อื่นๆ	(15)	(15)	0	(0.49)	(3)	(6)	>(100)	50
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(148)	(65)	>(100)	(24)	(134)	(73)	>(100)	(84)
รวม	720	1,569	(54)	230	81	384	(65)	(79)

ปี 2563 เปรียบเทียบกับปี 2562

สำหรับปี 2563 มีกำไรสุทธิ 720 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 849 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือร้อยละ 54 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 1,569 ล้านดอลลาร์ ทรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 437 ล้านดอลลาร์ ทรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 279 ล้านดอลลาร์ ทรอ.) และเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 46 ล้านดอลลาร์ ทรอ. รวมถึงมีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 83 ล้านดอลลาร์ ทรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

- ประเทศไทย

ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 799 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 437 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือร้อยละ 35 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 1,236 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และค่าภาคหลวงลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายลดลงตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 145 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 279 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือร้อยละ 66 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 424 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียที่รับรู้เต็มปี ภายหลังการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งหลังของปีก่อน นอกจากนี้ ในปี 2563 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการเยตากุน (ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง โดยหลักเป็นผลจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ลดลง

• เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 56 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 46 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 10 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ปี 2563 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 148 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 83 ล้านดอลลาร์ ทรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 65 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกำไรทางภาษีที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักมาจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ในขณะที่ปี 2562 รับรู้ขาดทุน

### ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 149 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 65 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ส่วนใหญ่จากเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 65 ล้านดอลลาร์) และมีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 110 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

#### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 4 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 65 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 96 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการเยตากูนในไตรมาส 4 ปี 2563 (ไตรมาส 3 ปี 2563 ไม่มีการรับรู้) รวมทั้งรายได้จากการขายที่ลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยจะเพิ่มขึ้น

#### สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 110 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 พ.ศ. 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน (ไตรมาส 3 ปี 2563 รับรู้กำไร) โดยหลักมาจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า และสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

### ไตรมาส 4 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 79 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 139 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 61 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

#### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 4 ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 204 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 139 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 41 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 343 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และค่าภาคหลวงลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสุญสีนและค่าตัดจำหน่ายลดลง ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

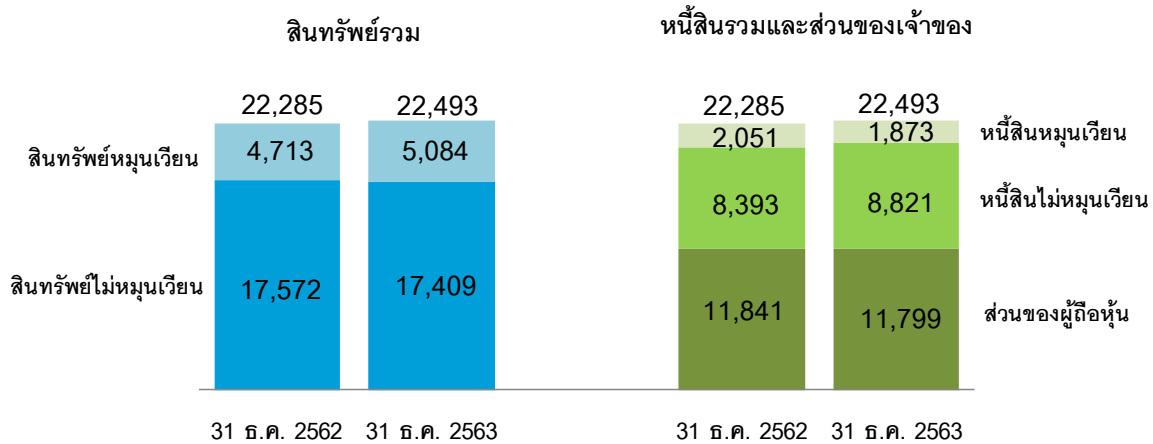
ในไตรมาส 4 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 98 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 130 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง และมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการเยตากูนในไตรมาส 4 ปี 2563 (ไตรมาส 4 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้) ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง

#### สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 4 ปี 2563 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 61 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 84 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 73 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า และสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรทางภาษีที่เพิ่มขึ้น

## ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



### สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 22,493 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 208 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 22,285 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นและสินค้าคงเหลือ มีจำนวนเพิ่มขึ้น 371 ล้านบาท สาเหตุหลักเป็นผลมาจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมถึงเงินลงทุนระยะสั้นที่เพิ่มขึ้น 781 ล้านบาท โดยหลักจากกระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน สุทธิกับ สินทรัพย์ทางการเงินหมุนเวียนอื่นลดลง 214 ล้านบาท จากการขายหน่วยลงทุนในระหว่างปี 2563 และลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นลดลง 192 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายที่ลดลง
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นลดลง 163 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการตัดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย แม้ว่าจะมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

### หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,694 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 250 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 10,444 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยมีจำนวนลดลง 178 ล้านบาท สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 358 ล้านบาท จากการจ่ายภาษีเงินได้ค้างจ่ายสำหรับปี 2562 สุทธิกับ ส่วนของหนี้สินตามสัญญาเช่าที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีเพิ่มขึ้น 117 ล้านบาท
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาระผูกพันหนี้สินค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต หนี้กู้ยืม และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 428 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหนี้สินตามสัญญาเช่าที่เพิ่มขึ้น 246 ล้านบาท และหนี้กู้ยืมเพิ่มขึ้น 126 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการออกหุ้นกู้เพิ่มขึ้นในระหว่างปี 2563

### ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีส่วนของผู้ถือหุ้น 11,799 ล้านบาท ลดลง 42 ล้านบาท จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 11,841 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลมาจากในปี 2563 มีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2562 และงวดหกเดือนแรกของปี 2563 รวมทั้งมีการซื้อคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้นที่เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาที่คงเหลืออยู่ทั้งจำนวน สุทธิกับกำไรสำหรับปี



## โครงสร้างเงินทุนบริษัท

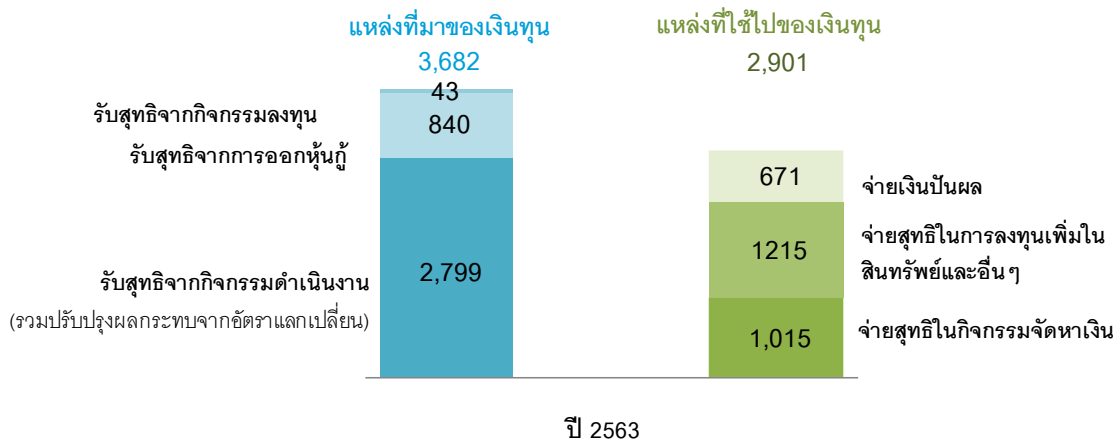
โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,799 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และหนี้สินรวม 10,694 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,932 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 3.44 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 14.08 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัทฯ อยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ที่ร้อยละ 100 และเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวอยู่ที่ร้อยละ 82:18

ในปี 2563 ที่ผ่านมา กลุ่มบริษัทได้บริหารจัดการโครงสร้างทางการเงินในส่วนของหนี้หุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด เหมาะสม และสอดคล้องกับสภาวะการลงทุนปัจจุบัน โดยมีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

- (1) การซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ประเภทด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น(Subordinated Capital Debentures) ที่คงเหลือทั้งจำนวนประมาณ 31 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากหุ้นกู้จำนวน 500 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 4.60 ต่อปี โดยบริษัทได้ดำเนินการซื้อหุ้นกู้คงเหลือดังกล่าว ในวันที่ 10 มกราคม 2563 ณ ราคาได้ถอนตามเงื่อนไข ข้อกำหนดและวิธีการที่กำหนดของหุ้นกู้ด้อยสิทธิ ซึ่งภายหลังจากการเสร็จสิ้นการซื้อคืนครั้งนี้ บริษัทไม่มีหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ประเภทด้อยสิทธิคงค้าง
- (2) การซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ประเภทไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีหลักประกัน ที่ออกและเสนอขายให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ จำนวนเงินต้นรวม 700 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 5.692 โดยในวันที่ 15 มกราคม 2563 บริษัทได้ดำเนินการซื้อหุ้นกู้คืนจำนวนประมาณ 220 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเมื่อวันที่ 25 กุมภาพันธ์ ปี 2563 บริษัทได้ซื้อคืนหุ้นกู้ที่คงเหลือทั้งจำนวนประมาณ 480 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยซื้อคืน ณ ราคาได้ถอนตามเงื่อนไข ข้อกำหนดและวิธีการที่กำหนดของหุ้นกู้
- (3) การออกและเสนอขายหุ้นกู้ จำนวน 350 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ในวันที่ 15 มกราคม 2563 ให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 2.993 ต่อปี และครบกำหนดไถ่ถอนวันที่ 15 มกราคม 2573
- (4) การออกและเสนอขายหุ้นกู้ จำนวน 500 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ในวันที่ 10 มิถุนายน 2563 ให้กับนักลงทุนในต่างประเทศ โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 2.587 ต่อปี และครบกำหนดไถ่ถอนวันที่ 10 มิถุนายน 2570

**กระแสเงินสด**

หน่วย : ล้านบาท



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,804 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 781 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดรวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 3,023 ล้านบาท สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 3,682 ล้านบาท สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย สุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ และ เงินสดรับสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน จากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 2,901 ล้านบาท สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการซื้อคืนหุ้นกู้ไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ก่อนกำหนด รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2562 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2563 สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิจากการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส1 โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการมาเลเซีย

**อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ**

	2563	2562	ไตรมาส 3 ปี 2563	ไตรมาส 4 ปี 2563	ไตรมาส 4 ปี 2562
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	68.38	70.65	70.99	63.26	66.74
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	6.09	13.16	8.64	6.09	13.16
อัตรากำไรสุทธิ	13.43	24.47	17.01	13.43	24.47
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.29	0.33	0.33	0.29
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	1.05	0.62	0.78	1.05	0.62

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 สิ้นปี 2563 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ มีปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) จำนวน 1,074 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves) จำนวน 548 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

### โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในปี 2563 บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 249,500 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 70 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยมรวมอยู่ที่ประมาณ 85,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 24 ของปริมาณการขายทั้งหมด

#### โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทย โดยส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** ที่สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน และได้รับการต่อสัมปทานปีโตรเลียมเพิ่มอีก 10 ปี จนถึงปี 2574 ในเดือนพฤศจิกายนที่ผ่านมา **โครงการบงกช โครงการอาทิตย์ และ โครงการคอนแทร์ค 4** สามารถผลิตได้ตามการเรียกร้องก๊าซของผู้ซื้อ **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** สามารถดำเนินการได้ตามแผนงาน เช่นเดียวกับโครงการอื่น ๆ ทั้งหมดของบริษัท สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** อยู่ระหว่างการเจรจาเพื่อเข้าพื้นที่กับผู้ดำเนินการปัจจุบัน โดยมีการเตรียมความพร้อมในด้านต่างๆ เช่น การจ้างงาน การเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซ และการจัดซื้อจัดจ้างวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ เพื่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสิทธิดำเนินการและสามารถผลิตก๊าซได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต

#### โครงการในเมียนมา

**โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ในเมียนมา อาทิ **โครงการซอติกา** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะละเกาะของเมียนมา สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการฉบับปรับปรุงจากรัฐบาลที่บริษัทได้ยื่นไปในไตรมาส 3 ปี 2563 ทั้งนี้สำหรับ **โครงการ Gas to Power** ได้รับอนุมัติ Notice to Proceed ในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา โดยโครงการ Gas to Power คือโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติเป็นการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้า และท่อส่งก๊าซ โดยในเบื้องต้น บริษัทมีแผนในการส่งก๊าซธรรมชาติจากโครงการซอติกาและโครงการเมียนมา เอ็ม 3 เพื่อป้อนเป็นเชื้อเพลิงเข้าสู่โรงไฟฟ้าของโครงการขนาด 600 เมกะวัตต์ โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ จะจำหน่ายในประเทศเมียนมา ที่มีความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าสูง โดยคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2565 **โครงการเมียนมา MD-7** เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมและไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงยื่นขอยุติการสำรวจและคืนพื้นที่แปลงสำรวจในไตรมาส 4 ปี 2563 โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากรัฐบาลเมียนมา

#### โครงการในมาเลเซีย

**โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)** ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่ง รัฐซาบารุ ประกอบด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โดยในปี 2564 โครงการมีแผนในการเจาะหลุมผลิต (Infill Well) ในแหล่ง SNP และแหล่ง GK และ **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยในปี 2564 โครงการมีแผนพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพอร์มานิส และเตรียมการเจาะหลุมผลิตเพื่อเพิ่มระดับการผลิตจากแท่นการผลิตที่มีอยู่เดิม

**โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ได้แก่ **โครงการแปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบารุ มีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในระหว่างการทำการทดสอบระบบในขั้นต้นสุดท้ายก่อนการผลิตตามแผนเดิมในปลายไตรมาส 3 ปี 2563 ได้พบความขัดข้องในการทำงานของอุปกรณ์ใต้น้ำ (Subsea Component) ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการแก้ไขและคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2564 ทั้งนี้ เหตุการณ์นี้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

**โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410** ปี แหล่ง Lang Lebah อยู่ระหว่างการศึกษาแผนพัฒนาโครงการและการเจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม เพื่อยืนยันศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม โดยคาดว่าจะทราบผลภายในไตรมาส 1 ปี 2564 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2565 สำหรับ **โครงการพีเอ็ม 415** อยู่ระหว่าง

การเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม เพื่อประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียม **โครงการซาราวัค เอสเค 417** อยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุมและคาดว่าจะทราบผลภายในไตรมาส 1 ปี 2564 โดยมีแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มอีก 1 หลุมในปี 2564 ในส่วนของ **โครงการซาราวัค เอสเค 438 และ โครงการซาราวัค เอสเค 405** ปี อยู่ระหว่างการเตรียมดำเนินการเจาะหลุมสำรวจในปี 2564 จำนวน 2 หลุมและ 1 หลุมตามลำดับ อย่างไรก็ตาม โครงการสำรวจอื่น ๆ ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างศึกษาและพิจารณาจัดลำดับความสำคัญของแผนการเจาะหลุมสำรวจตามความเหมาะสมต่อไป

### โครงการในเวียดนาม

**โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)** ในเวียดนาม 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) โดยเบื้องต้นคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

### โครงการในตะวันออกกลาง

ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคของ ปตท.สผ. ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)

โครงการร่วมทุนในโอมานมี **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการพีดีโอ (แปลง 6)** เป็นแปลงสัมปทานบนบกที่มีศักยภาพและมีขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน **โครงการมุกโคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ที่ทางทิศใต้ของโอมาน ซึ่งในปี 2563 ทั้งสองโครงการได้ลดกำลังการผลิตลง ตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ เพื่อพยุงราคาน้ำมันซึ่งตกต่ำจากความต้องการใช้ที่ลดลง สำหรับ **โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนซอร์ แปลง 12** ซึ่งได้รับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากรัฐบาล ร่วมกับบริษัท โททาล ในเดือนกุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งเป็นแปลงสำรวจก๊าซธรรมชาติบนบกตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศ โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุม ในปี 2564

โครงการร่วมทุนในยูเออีที่**อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกในปี 2564 **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 3** ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ Offshore 3 จากการชนะประมูลร่วมกับ Eni Abu Dhabi และได้ลงนามในสัญญาสัมปทานกับ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) ในเดือนธันวาคมที่ผ่านมา

### โครงการในทวีปอเมริกา

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

**โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์** ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบารารินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพของปิโตรเลียมเพื่อการพัฒนาในอนาคต

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในปี 2564 และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche โครงการประสบความสำเร็จในการค้นพบศักยภาพน้ำมันดิบจากการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุมในปี 2563 โดยล่าสุด โครงการได้ยื่นขออนุมัติแผนการเจาะหลุมประเมินต่อหน่วยงานรัฐบาลของเม็กซิโกแล้ว และอยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อเจาะหลุมประเมินในปี 2564 สำหรับการวางแผนการพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต

## โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสเตรเลียเอเชีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 7 แปลงสัมปทาน

สำหรับแหล่ง Cash Maple อยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม และสำหรับแปลงสำรวจ AC/P54 ในแหล่ง Orchid อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ซึ่งโครงการมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

## โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 ปี ซึ่งเป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2563 กลุ่ม OPEC+ มีนโยบายลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบลงตามสถานการณ์ราคาน้ำมันตกต่ำ เป็นผลให้ทางโครงการมีกำลังการผลิตด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 17,280 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในไตรมาส 1 ปี 2562 ซึ่งอยู่ระหว่างการก่อสร้างและการเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน นอกจากนี้ บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุน (Asset Sale and Purchase Agreement) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มอีกร้อยละ 24.5 จาก CNOOC ซึ่งเป็นผู้ร่วมลงทุนรายหนึ่งในโครงการ ด้วยมูลค่าเท่ากับเงินลงทุน ตามสัดส่วนของ CNOOC ที่ใช้ในระหว่างการพัฒนาโครงการจนถึงวันที่ได้รับการอนุมัติ โดยการเข้าซื้อดังกล่าวจะเสร็จ เมื่อได้รับการยืนยัน และประกาศอย่างเป็นทางการโดยรัฐบาลแอลจีเรียภายหลังการเข้าซื้อ บริษัทจะมีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 24.5 เป็นร้อยละ 49 โดยมี SONATRACH ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติของแอลจีเรีย เป็นผู้ร่วมลงทุนหลักในสัดส่วนร้อยละ 51

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่บนชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2563 โครงการปรับปรุงพื้นที่ก่อสร้างโครงการ (Afungi Site Improvement) ซึ่งประกอบด้วย สนามบินภายในโครงการ อาคารที่พักอาศัยพนักงาน ถนนทางเข้าโครงการ และท่าเรือขนส่งอุปกรณ์ชั่วคราว แล้วเสร็จเป็นที่เรียบร้อยแล้วตามแผนงาน แม้ว่าจะได้รับผลกระทบจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ซึ่งทำให้มีความจำเป็นต้องหยุดงานก่อสร้างในช่วงหนึ่ง โดยโครงการได้กลับมาดำเนินการก่อสร้างอีกครั้งในเดือนมิถุนายน และสามารถเร่งรัดความคืบหน้าในงานก่อสร้างโรงงาน LNG ให้เป็นไปตามแผนงาน ในส่วนงานจัดหาเรือขนส่ง LNG โครงการได้คัดเลือกบริษัทเจ้าของเรือขนส่ง LNG (LNG Ship-owner) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และอยู่ในขั้นตอนการสรุปและทำสัญญาเช่าเรือขนส่ง LNG (Time Charter Party Agreement) ทั้งนี้ โครงการได้ลงนามสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance วงเงิน 14,900 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมเอกสารเพื่อเบิกเงินกู้ ทั้งนี้ โครงการยังคงกำหนดแผนการผลิตปีโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2567 ตามเดิม



## กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ โดยมีการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” เพื่อมุ่งสู่การเป็น “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม สามารถสร้างความมั่นคงทางพลังงาน พร้อมส่งมอบคุณค่าและสร้างความยั่งยืนให้แก่สังคม โดยมีวัตถุประสงค์หลักในการสร้างสมดุลใน 2 ด้าน ได้แก่ ด้านผลการดำเนินงานและผลตอบแทนจากการใช้เงินลงทุน (Strong Performance) และด้านความยั่งยืนขององค์กร (Business Sustainability) โดยได้กำหนดเป้าหมาย (Aspirational Target) ภายในปี 2573 ดังต่อไปนี้

- ลดต้นทุนการดำเนินงานต่อหน่วย (Unit Cost) อย่างต่อเนื่อง ให้อยู่ในระดับ Top quartile ของกลุ่มอุตสาหกรรม (ที่ระดับประมาณ 25 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)
- รักษาอัตราการเติบโตของการผลิตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ที่ร้อยละ 5
- รักษาอัตราส่วนปริมาณสำรองปิโตรเลียมต่อการผลิตที่ 7 ปี
- ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร ผ่านการร่วมลงทุนในต้นน้ำและในโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction)
- มีกำไรสุทธิร้อยละ 20 จากการลงทุนในธุรกิจใหม่
- ปรับเปลี่ยนรูปแบบทำงานและเตรียมพร้อมด้านทรัพยากรบุคคลเพื่อให้สอดคล้องกับภาวะ New Normal ผ่านโครงการ Transformation ที่ได้นำ Digital Transformation มาใช้ในการทำงานโดยมุ่งเน้นการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว ภายใต้แนวคิด “One Team, One Goal”

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) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญได้แก่

**การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (HPO)** ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญกับกลยุทธ์ ‘EXECUTE’ และ ‘EXPAND’ อย่างไรก็ตาม บริษัทได้ปรับเปลี่ยนแผนกลยุทธ์การดำเนินงานด้านต่าง ๆ ให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจที่มีความท้าทายมากขึ้น เพื่อให้บริษัทสามารถรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมถึงการเติบโตอย่างมั่นคงและยั่งยืน โดยได้ดำเนินการดังนี้

**(1) EXECUTE: กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน**

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก รวมถึงผลักดันการพัฒนาโครงการหลักในต่างประเทศให้เริ่มผลิตได้ตามแผนที่วางไว้ โดยเฉพาะโครงการ Mozambique Area 1 ในประเทศโมซัมบิก และโครงการ Hassi Bir Rekaiz ในประเทศแอลจีเรีย
- ควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยการใช้เทคโนโลยีดิจิทัลและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ. ท่ามกลางสภาพแวดล้อมที่ผันผวนมากขึ้นของอุตสาหกรรม
- ดำเนินการโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการใหม่จากการเข้าซื้อกิจการต่าง ๆ ในช่วงเปลี่ยนผ่านอย่างมีประสิทธิภาพ
- เปลี่ยนไปสู่ New Normal ผ่านระบบการบริหารจัดการทรัพยากรบุคคลใหม่ และการดำเนินโครงการ Transformation ที่ประกอบด้วย Initiatives ต่าง ๆ เพื่อเร่งรัด Digital Transformation โดยมุ่งเป้าไปที่การพัฒนาประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว และมุ่งสู่แนวคิด “One Team, One Goal” ปรับปรุงขีดความสามารถภายในและกระบวนการทำงานแนะนำวิธีการใหม่ในการทำงานในโลกหลัง COVID-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
- **กลยุทธ์ New Business Investment for Sustainability:** ลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อความยั่งยืน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยีและความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน เช่น ธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม ตลอดจนการเร่งขยายธุรกิจหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์
- **กลยุทธ์ LNG:** ขยับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) รวมถึงส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ปี 2563 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 3,804 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ บริษัทได้บริหารจัดการโครงสร้างทางการเงิน ในส่วนของหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ต่อเนื่องจากปลายปี 2562 ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินลดลงจากร้อยละ 4.41 เป็น 3.44 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2563-2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และภาวะเศรษฐกิจโลกที่คาดว่าจะยังคงชะลอตัวอีกระยะหนึ่ง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และลดต้นทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีจุดประสงค์หลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การแยกสิ่งปนเปื้อนที่ไม่ต้องการออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรีโอดอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 4 ปี 2563 มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 38 โครงการ ในปี 2563 มีโครงการที่อยู่ระหว่างการทดสอบในขั้นนำร่อง 10 โครงการ อีกทั้ง ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 4 ปี 2563 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.12 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.29 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ใน First Quartile ของค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ทั้งนี้ ในไตรมาส 4 ปี 2563 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลด้านนวัตกรรม 3 รางวัล ทั้งจากหน่วยงานในระดับประเทศและระดับนานาชาติ ได้แก่ รางวัลนวัตกรรมแห่งชาติประจำปี 2563 ด้านองค์กรนวัตกรรมดีเด่น ประเภทองค์กรขนาดใหญ่ จากสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน) กระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม รางวัลบริษัทยอดเยี่ยมด้านนวัตกรรม จากตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย และรางวัลชนะเลิศ ADIPEC Awards 2020 สาขา Breakthrough Technological Project of the Year จาก ADIPEC ซึ่งเป็นงานนิทรรศการและการประชุมด้านน้ำมันและก๊าซธรรมชาติที่ใหญ่ระดับโลก จัดขึ้นที่ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งทั้ง 3 รางวัลสะท้อนถึงการมีระบบการบริหารจัดการที่ดี และมีความเป็นองค์กรนวัตกรรมที่ได้รับการยอมรับจากหน่วยงานภายนอกของ ปตท.สผ.

**ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (GRC)** ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ทั้งนี้ แม้ว่าในปี 2563 ปตท.สผ. จะเผชิญความท้าทายในการบริหารธุรกิจในช่วงที่มีภาวะวิกฤติจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคติดเชื้อไวรัสโคโรนา 2019 (โควิด 19) ซึ่งนำไปสู่การปรับรูปแบบการทำงานวิถีใหม่ (New Way of Working) บริษัทก็ยังยึดมั่นและดำเนินงานในด้าน GRC ตามเป้าหมายที่ตั้งไว้ได้อย่างครบถ้วน เหมาะสม โดยสรุปการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2563 ได้ดังนี้

- ขยายบทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบของคณะกรรมการบริษัทให้กำกับดูแลการดำเนินงานด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนให้ครอบคลุมในด้าน GRC ซึ่งประกอบด้วย 2 เรื่องหลัก ได้แก่ Smart Assurance โดยเน้นการพัฒนากระบวนการทำงานและการใช้เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการกำกับดูแล และ GRC in Common Sense โดยเน้นการสร้างจิตสำนึกในการปฏิบัติตามหลัก GRC พร้อมทั้งการทำแผนการดำเนินงานระยะยาว (GRC Roadmap) (ปี 2563-2573) และได้ติดตามการดำเนินการตาม Roadmap ดังกล่าวอย่างสม่ำเสมอ
- นำหลักการ GRC ไปปรับใช้กับโครงการที่บริษัทฯ เข้าลงทุนใหม่ (Transition Project) และเตรียมการเพื่อประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) สำหรับโครงการลงทุนในต่างประเทศเพิ่มเติม โดยกำหนดเป็นแผนงานประจำปี 2564

- ขยายการสื่อสารและสร้างความรู้ความเข้าใจในหลักการ GRC ไปยังโครงการลงทุนในต่างประเทศผ่านหลักสูตรฝึกอบรมพื้นฐาน (GRC101) เพื่อเตรียมความพร้อมในการทำงานของพนักงานและโครงการต่างๆ ให้สอดคล้องตามกลยุทธ์ GRC รวมทั้งปรับปรุงแบบการสื่อสาร GRC ให้เข้ากับรูปแบบการทำงานวิถีใหม่ เช่น การจัด on-line Training และ e-learning
- เริ่มใช้ระบบลงทะเบียนความเสี่ยงบนระบบเครือข่าย (Web-based Risk Register System) เพื่อช่วยให้เจ้าของความเสี่ยงสามารถระบุและวิเคราะห์ความเสี่ยงได้อย่างครบถ้วน รวดเร็ว สื่อสารได้อย่างทั่วถึง และยังคงช่วยให้ผู้เกี่ยวข้องสามารถติดตามการจัดการความเสี่ยงได้อย่างสะดวก รวดเร็ว ทุกสถานที่ ทุกเวลา
- ร่วมมือกับหน่วยงานตรวจสอบ (Internal Audit) เพื่อทบทวนกระบวนการทำงานและความเสี่ยงในแต่ละหน่วยงานเพื่อปรับปรุงฐานข้อมูลกลางของบริษัท
- ร่วมมือกับหน่วยงานพัฒนาความยั่งยืนและบริหารองค์ความรู้ในการเตรียมจัดทำโครงการสำรวจความคิดเห็นของผู้มีส่วนได้เสียต่อการเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทยของ ปตท.สม. เพื่อนำผลการศึกษามาวิเคราะห์และพัฒนาแนวทางการดำเนินงานที่เหมาะสมเพื่อให้ ปตท.สม. สามารถบรรลุเป้าหมายในการเป็นองค์กรต้นแบบดังกล่าว โดยกำหนดเป็นแผนงานประจำปี 2564
- ร่วมเผยแพร่แนวปฏิบัติที่ดีในการดำเนินการด้าน GRC ของ ปตท.สม. ให้กับทั้งบริษัทในกลุ่มปตท. และนอกกลุ่ม อาทิ เรื่องการบริหารความเสี่ยง ให้กับบริษัทจดทะเบียนอื่น ๆ โดยเข้าร่วมเป็นวิทยากรให้กับสมาคมบริษัทจดทะเบียนไทย เป็นต้น

ความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สม. ทำให้ปตท.สม. เป็นที่ยอมรับจากสถาบันต่าง ๆ จากทั้งในประเทศและต่างประเทศ ดังจะเห็นได้จากรางวัลต่าง ๆ ที่ ปตท.สม. ได้รับตลอดปี 2563 อาทิ รางวัลองค์กรโปร่งใส (โดยสำนักงาน ป.ป.ช.) ซึ่งได้รับเป็นครั้งที่ 3 และ 2 รางวัลจากงาน 15<sup>th</sup> ASIAN ESG Award 2019 – The Best of Asia (โดย นิตยสาร Corporate Governance Asia ของฮ่องกง) ได้แก่ รางวัล Asia's Icon on Corporate Governance ซึ่งได้รับต่อเนื่องเป็นปีที่ 8 และรางวัล Asian Corporate Director Recognition Award” ซึ่งมอบให้กับนายพงศธร ทวีสิน ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร รวมทั้งได้รับการประเมินในระดับ 5 ดาวลักษณะ หรือดีเลิศ ซึ่งเป็นระดับสูงสุดอย่างต่อเนื่องจากการจัดอันดับด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดีจากโครงการสำรวจการกำกับดูแลกิจการบริษัทจดทะเบียน ประจำปี 2563 (CGR 2020) และ 2 รางวัลจากการประเมินการกำกับดูแลกิจการที่ดีของบริษัทจดทะเบียนในภูมิภาคอาเซียน (ASEAN CG Scorecard) ซึ่งทำการประเมินเมื่อปี 2562 ได้แก่ รางวัล ASEAN Top 20 PLCs หรือบริษัทที่ได้คะแนนสูงสุด 20 อันดับแรกของอาเซียน และรางวัล ASEAN Asset Class PLCs ซึ่งให้กับบริษัทที่ได้คะแนนตั้งแต่ 97.50 คะแนนขึ้นไป นอกจากนี้ ผลคะแนนดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) ในหัวข้อการบริหารความเสี่ยงและภาวะวิกฤติของ ปตท.สม. อยู่ในระดับ Top Quartile ต่อเนื่องเป็นปีที่ 7

**ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (SVC)** ปตท.สม. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติและฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม โดย ปตท.สม. มีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2563 เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Reduction)** เพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและ การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ปตท.สม. มุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยได้ตั้งเป้าหมายความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้น ปี 2563 บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 8 ด้วยการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง
- **กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P)** ปตท.สม. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยในปี 2563 ปตท.สม. ได้จัดทำแนวปฏิบัติในการออกแบบโครงสร้างการผลิตปิโตรเลียมตามหลักเศรษฐกิจหมุนเวียน (Circular Design Guideline for E&P Facilities Development) และได้เริ่มนำมาใช้สำหรับโครงการที่พัฒนาใหม่เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และสำหรับการบริหารจัดการทรัพยากรอื่น ๆ ให้เกิดประโยชน์สูงสุด บริษัทมีโครงการศึกษาการใช้ประโยชน์จากหินและดินที่เป็นของเสียจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) ด้วยการนำมาพัฒนาต่อยอดเป็นวัสดุทดแทนในการสร้างและซ่อมแซมถนน ซึ่งในปี 2563 ได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานเบื้องต้นในพื้นที่ศูนย์วิจัยพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สม. (PTTEP Technology and Innovation Centre – PTIC) เป็นระยะทางรวม 168 เมตร นอกจากนั้น ในปี



2563 บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ สอดคล้องกับเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย

- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต (Ocean for Life)** ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล 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 โดยในไตรมาสที่ 4 ได้ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือด้านการอนุรักษ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ร่วมกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) และได้เริ่มเก็บตัวอย่างครั้งแรกสำหรับโครงการศึกษาไมโครพลาสติกร่วมกับมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งของอ่าวไทย นอกจากนี้ในปี 2563 ปตท.สผ. ได้สนับสนุนการฟื้นฟูดูแล อนุรักษ์ทะเลอย่างเป็นรูปธรรม (Ramp up CSR around Ocean) โดยการทำแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลและบ้านปลา จำนวน 5 แห่ง และจัดตั้งศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจ จำนวน 5 แห่ง ในพื้นที่จังหวัดสงขลา จังหวัดปัตตานี และจังหวัดนครศรีธรรมราช อีกด้วย

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีภารกิจและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนกลยุทธ์การสร้างคุณค่าในระยะยาว อาทิเช่น โครงการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า โครงการผลิตพอลิเมอร์คาร์บอนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากปล่องเผาทิ้ง โครงการเปลี่ยนทรายจากกระบวนการผลิตเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า และโครงการพัฒนาทุนสำหรับตรวจวัดคุณภาพของน้ำทะเล เป็นต้น ซึ่งโครงการดังกล่าวข้างต้น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนา และการทดสอบในขั้นนำร่อง

ทั้งนี้ ในไตรมาส 4 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับรางวัลด้านโครงการเพื่อสังคมและสิ่งแวดล้อม ประเภท Innovation in Community Relations or Public Service Communications ในระดับ Silver จาก The Asia-Pacific Stevie Awards 2020 ประเทศสหรัฐอเมริกา จากการดำเนินโครงการศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักลูกปู ตำบลหัวเขา อำเภอสิงหนคร จังหวัดสงขลา และได้รับรางวัลด้านความรับผิดชอบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อม ประเภท Green Leadership ในงาน Asia Responsible Enterprise Awards 2020 (AREA 2020) ประเทศสิงคโปร์ จากการดำเนินโครงการฟื้นฟูป่าเพื่อการเรียนรู้เชิงนิเวศสวนศรีนครเขื่อนขันธ์ (บางกะเจ้า)



## แนว โน้มนภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### Energy Outlook

การระบาดของโควิด-19 และภาวะเศรษฐกิจตกต่ำทำให้การใช้พลังงานโดยรวมทั่วโลกลดลง โดยเฉพาะการขนส่งที่ใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงได้รับผลกระทบมากที่สุด ในส่วนของก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียนก็ได้รับผลกระทบแต่อยู่ในระดับที่น้อยกว่า อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้พลังงานหลักของโลกในปี 2563 ยังคงพึ่งพาพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) ได้แก่ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นหลัก IHS Markit คาดการณ์ว่าในอีก 30 ปีข้างหน้า พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะยังคงเป็นแหล่งพลังงานหลัก และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ยังมีแนวโน้มที่จะปรับตัวสูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจโดยส่วนใหญ่จะมาจากภาคการผลิตไฟฟ้าที่คาดว่าจะเติบโตตามนโยบายของรัฐในหลายประเทศที่กำลังเปลี่ยนไปใช้พลังงานสะอาดจากก๊าซธรรมชาติมากขึ้น สำหรับความต้องการใช้น้ำมันโดยรวมยังคงมีแนวโน้มที่จะเติบโตเล็กน้อยจนถึงปี 2583 โดยการเติบโตดังกล่าวมาจากภาคปิโตรเคมี ภาคการค้าขายและขนส่งสินค้าเป็นหลัก ในขณะที่ประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นและการใช้เชื้อเพลิงทดแทนสำหรับการขนส่ง อาจส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันดิบลดลงไปบ้าง นอกจากนี้ การพัฒนาพลังงานหมุนเวียน (Renewables Energy) อาจได้รับผลกระทบจากการแพร่ระบาดของโควิด-19 ในระยะสั้น เนื่องจากรัฐบาลขาดเงินทุนในการให้การสนับสนุน แต่ในระยะยาวคาดว่าจะมีความต้องการพลังงานหมุนเวียนจะฟื้นตัวขึ้นโดยเฉพาะพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมเพื่อตอบสนองนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมในประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก

ในส่วนของทิศทางพลังงานในประเทศไทย ภาครัฐได้ปรับปรุงแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (Power Development Plan, PDP 2018 Rev1) ฉบับใหม่เมื่อเดือนตุลาคม 2563 โดยมีการปรับเปลี่ยนแผนรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการโรงไฟฟ้าชุมชนเพื่อเศรษฐกิจฐานราก อย่างไรก็ตาม คาดว่าแผนดังกล่าวจะถูกนำมาปรับปรุงอีกครั้งเพื่อให้ครอบคลุมและสอดคล้องกับผลกระทบที่เกิดขึ้นจากสถานการณ์โควิด-19

ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญกับก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางความต้องการใช้พลังงานของโลกที่มุ่งสู่การใช้พลังงานที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม โดยยังคงมุ่งเน้นการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่บริษัทมีอยู่ในปัจจุบัน เช่น โครงการ Sarawak SK410B ในประเทศมาเลเซีย และโครงการ Mozambique Area 1 ในประเทศโมซัมบิก รวมถึงการต่อยอดธุรกิจ Gas value chain โดยขยายการลงทุนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติในประเทศเมียนมา (Integrated Domestic Gas to Power Project) นอกจากนี้บริษัทยังตั้งเป้าที่จะขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงผลิต (Upstream & Liquefaction) รวมถึงส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย ทั้งยังแสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อความยั่งยืน โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน และธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทดแทนอื่น ๆ เช่น ธุรกิจไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์และลม เป็นต้น

### ราคาน้ำมันดิบ

ภาพรวมตลาดน้ำมันปี 2564 คาดการณ์ว่าจะสามารถฟื้นตัวเนื่องจากวิกฤตการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 เริ่มดีขึ้น ปัจจัยหลักจากความต้องการพัฒนาวัคซีนต้านโควิด-19 ที่แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพมากกว่าร้อยละ 90 จากผู้พัฒนาวัคซีนหลายราย โดยได้เริ่มมีการทยอยฉีดวัคซีนในหลายๆ ประเทศตั้งแต่เดือนธันวาคมที่ผ่านมา ต่อเนื่องไปจนถึงปี 2564 คาดว่าประชากรกว่าร้อยละ 50 ในประเทศพัฒนาแล้วจะได้รับวัคซีน ซึ่งทำให้สามารถสร้างภูมิคุ้มกันแก่ประชาชนในวงกว้างในกลุ่มประเทศเหล่านี้ ส่งผลให้เกิดการดำเนินกิจกรรมทางเศรษฐกิจและการเดินทางเพิ่มมากขึ้น อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องจับตาดูการระบาดของโควิด-19 สายพันธุ์ใหม่และการระบาดระลอก 2 ที่อาจก่อให้เกิดการ lockdown อีกครั้งในหลายๆ ประเทศ ทั้งนี้อุปสงค์น้ำมันดิบคาดว่าจะฟื้นตัวดีขึ้นกว่าปี 2563 ประมาณ 4-5 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ในขณะเดียวกัน อุปทานน้ำมันดิบยังคงถูกควบคุมโดยกลุ่ม OPEC+ อย่างน้อยในไตรมาส 1 ปี 2564 นี้ หลังจากประเทศสมาชิกสามารถบรรลุข้อตกลงการลดการผลิตที่ระดับ 7.2, 8.125 และ 8.05 ล้านบาร์เรลต่อวันสำหรับเดือนมกราคม กุมภาพันธ์ และ มีนาคมตามลำดับ (รวมการประกาศลดกำลังการผลิตของซาอุดีอาระเบียเพิ่ม 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน) เทียบกับข้อตกลงก่อนหน้านี้ที่จะปรับลดกำลังการผลิตที่ 5.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ จะมีการพิจารณาการลดกำลังการผลิตทุกเดือนในการประชุมของกลุ่ม OPEC+ เพื่อประเมินสถานการณ์อุปสงค์น้ำมันและคงระดับความร่วมมือจากประเทศสมาชิกเพื่อพยุงราคาน้ำมันให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม นอกจากนี้ คาดว่าสหรัฐอเมริกาจะคงการผลิตน้ำมันดิบอยู่ที่ระดับ 11-12 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอีกอย่างน้อยหนึ่งปีจากปัจจุบันในปี 2563 อาทิ จำนวนแท่นขุดเจาะและจำนวนแรงงานที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเนื่องจากราคาน้ำมันตกต่ำ รวมไปถึงการล้มละลายของบริษัทน้ำมันหลายแห่ง ทั้งนี้ ยังคงมีความกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบส่วนเกินในปี 2564 หากกลุ่ม OPEC+ ไม่สามารถปฏิบัติตามข้อตกลงลดกำลังการผลิตที่ได้ตกลงร่วมกันไว้ หรือการผ่อนคลายนโยบายคว่ำบาตรภายใต้การนำของประธานาธิบดีสหรัฐอเมริกาคนล่าสุดที่อาจส่งผลให้มีอุปทานเพิ่มขึ้นจากอิหร่านและเวเนซุเอลา

จากสถานการณ์อุปสงค์และอุปทานข้างต้น ในปี 2564 คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 50-55 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม คือ สถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 การบังคับใช้มาตรการล็อกดาวน์ ความคืบหน้าการฉีดวัคซีนป้องกันโรคโควิด-19 การฟื้นตัวของอุปสงค์ มาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจ อุปทานจากกลุ่มผู้ผลิตหลัก ๆ อาทิ โอเปก รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา รวมไปถึงมาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐอเมริกาต่ออิหร่านและเวเนซุเอลา

### สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2564 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 24 ล้านตัน เป็น 402 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 6) จากปี 2563 ในขณะที่ความต้องการรวมจะอยู่ที่ 375 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนธันวาคม 2563) ปัจจัยเรื่องราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ยังมีความผันผวนสูงในปี 2564 จะเป็นปัจจัยที่กระทบต่อราคา LNG ความต้องการ LNG ในภาพรวมมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากการเปิดเสรีการค้า LNG (Market Liberalization) ในประเทศต่างๆ ในเอเชียซึ่งทำให้เกิดผู้ค้า LNG มากขึ้น ประกอบกับภาวะถดถอยของกำลังการผลิตก๊าซในหลายประเทศ (Domestic Gas) ก็จะมีผลทำให้ความต้องการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้น คาดการณ์ราคาเฉลี่ย 2021 Asian Spot LNG สำหรับปี 2564 อยู่ประมาณ 6.4 – 7.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Woodmac และ FGE เดือนมกราคม 2564)

### Environmental, Social and Governance (ESG)

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

ปตท.สผ. ได้ประเมินประเด็นที่สำคัญต่อความยั่งยืนที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจและเป็นส่วนที่ผู้มีส่วนได้เสียให้ความสำคัญ เพื่อรองรับการบริหารจัดการความเสี่ยงด้าน ESG ซึ่งประกอบด้วย 8 ประเด็นสำคัญ ได้แก่ 1) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับดูแลการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ 2) การเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม 3) การพัฒนาศักยภาพและความพร้อมของบุคลากร 4) เทคโนโลยีและนวัตกรรม 5) อาชีวอนามัยและความปลอดภัย 6) การสร้างคุณค่าให้แก่สังคม และชุมชน 7) การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ 8) การบริหารจัดการด้านสิ่งแวดล้อม โดยบริษัทได้ดำเนินการพัฒนากลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนเพื่อรองรับประเด็นต่าง ๆ เหล่านี้ตามกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืนของ ปตท.สผ. ซึ่งประกอบด้วย การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization -HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับดูแลการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีกลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนของ ปตท.สผ. (ปี 2563 - 2573) ดังที่กล่าวมาในข้างต้นในหัวข้อกลยุทธ์การบริหารจัดการ

### เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2564 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.2 เนื่องจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจยังคงมีความไม่แน่นอนสูง โดยมีประเด็นที่ต้องติดตามในระยะสั้นคือสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ระลอกใหม่ในไทยและมาตรการควบคุมจากภาครัฐ ในขณะที่การฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยในระยะยาวขึ้นอยู่กับกาแพร่ระบาดของโควิด-19 ที่ยังยืดเยื้อในต่างประเทศ การกลับมาของนักท่องเที่ยวต่างชาติ และประสิทธิภาพของวัคซีนป้องกันโควิด-19 โดยการดำเนินนโยบายการเงินในระยะถัดไปธนาคารแห่งประเทศไทยจะให้ความสำคัญกับการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจเป็นสำคัญ

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2564 คาดว่าจะผันผวนไปในทิศทางแข็งค่าและเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 29.00 - 30.50 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. จากความสำเร็จในการพัฒนาวัคซีนป้องกันโควิด-19 ที่มีความชัดเจนมากขึ้น แม้ว่าการกระจายวัคซีนมีแนวโน้มจะเป็นไปได้อย่างจำกัด รวมถึงเงินทุนไหลเข้าตลาดเกิดใหม่ (Emerging markets) หากเศรษฐกิจโลกฟื้นตัว อย่างไรก็ตามยังมีปัจจัยลบภายในประเทศ เช่น ความไม่แน่นอนทางการเมือง และการแพร่ระบาดของโควิด-19 ระลอกใหม่ที่อาจจะชะลอการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยว เป็นต้น ธนาคารแห่งประเทศไทยได้มีการติดตามตลาดอัตราแลกเปลี่ยนและเงินทุนเคลื่อนย้ายอย่างใกล้ชิด และคาดว่าอัตราดอกเบี้ยนโยบายจะยังคงที่อยู่ที่ร้อยละ 0.50 โดยธนาคารแห่งประเทศไทยพร้อมที่จะดำเนินมาตรการที่เหมาะสมเพิ่มเติมเพื่อป้องกันการแข็งค่าของเงินบาท ที่อาจจะกระทบต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจได้

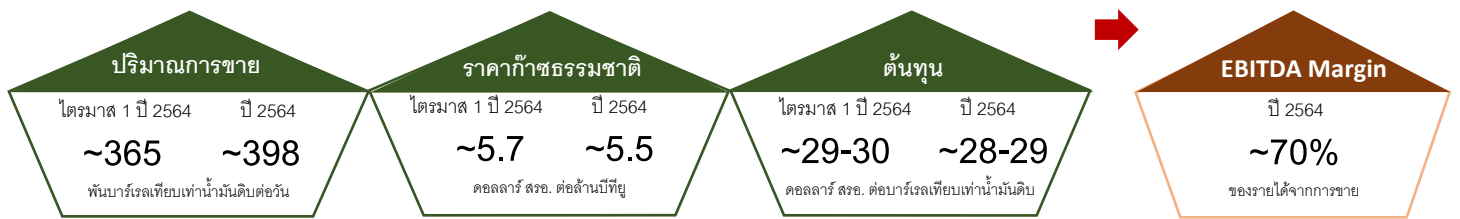
อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward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

**ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท**

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

**แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สม. สำหรับปี 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 50 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
  3. รวมการดำเนินงานของโครงการ Oman Block 61 ในประเทศโอมาน ที่ ปตท.สม. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 เมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2564 ไว้แล้ว ทั้งนี้ คาดว่าการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2564

**ปริมาณการขาย**

ปตท.สม. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2564 และทั้งปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 365,000 และ 398,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ โดยปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2564 เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า มีสาเหตุหลักจากการเริ่มผลิตของโครงการแปลงเอช และโครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคช รวมถึงการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 ในโครงการ Oman Block 61 โดยคาดว่าจะมีการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2564

**ราคาขาย:**

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2564 และทั้งปี 2564 จะอยู่ที่ประมาณ 5.7 และ 5.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันในตลาดโลก และการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการ Oman Block 61 ดังกล่าวข้างต้น
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นปี 2563 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 21 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

**ต้นทุน**

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 และทั้งปี 2564 ปตท.สม. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 29-30 และ 28-29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงาน โดยต้นทุนต่อหน่วยสำหรับปี 2564 ลดลงจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนในโครงการ Oman Block 61 ดังกล่าวข้างต้น