บทสรุปผู้บริหาร

ปตท.สผ. ได้ปรับแผนการดำเนินงานตามกรอบกลยุทธ์ใหม่ EXPAND - EXECUTE เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบันและสร้างฐานการเติบโตให้กับบริษัทอย่างมั่นคงและยั่งยืน โดย EXPAND เป็นส่วนของกลยุทธ์ที่มุ่งเน้นการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความเชี่ยวชาญในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ภายใต้แนวคิด "Coming Home Strategy" รวมถึงการขยายการลงทุนไปในพื้นที่ในภูมิภาคตะวันออกกลางร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) อาทิ ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) และโอมาน เนื่องจากมีศักยภาพทางปิโตรเลียมสูงและมีต้นทุนการดำเนินงานต่ำ พร้อมกับการเร่งรัดกิจกรรมสำรวจในโครงการต่าง ๆ ซึ่งจะเป็นการเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้กับบริษัทในระยะยาว รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจในส่วนของ Gas Value Chain ในประเทศเมียนมา และในส่วนของการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนงานด้านสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัท โดยเดือนมีนาคมที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้เข้าซื้อกิจการทั้งหมดของ Murphy Oil Corporation ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณการขายและกระแสเงินสดให้กับบริษัททันที รวมถึงชนะการประมูลสิทธิการสำรวจปิโตรเลียมอีก 2 แปลง บริเวณนอกชายฝั่งเพนนินซูล่า ประเทศมาเลเซีย ซึ่งเมื่อรวมแปลงสำรวจต่าง ๆ ที่ปัจจุบัน ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการอยู่แล้ว ปตท.สผ. จะมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมใหญ่เป็นอันดับ 3 ของประเทศมาเลเซีย ซึ่งถือเป็นความก้าวหน้าทางธุรกิจครั้งใหญ่ของ ปตท.สผ. ในมาเลเซีย สำหรับการลงทุนในภูมิภาคตะวันออกกลาง เมื่อเดือนมกราคมที่ผ่านมา ปตท.สผ. ร่วมกับบริษัทน้ำมันชั้นนำที่มีความเชี่ยวชาญระดับโลกทั้ง The ABU DHABI NATIONAL OIL COMPANY (แอดนอค) และบริษัท ENI ได้รับสัมปทานแปลงสำรวจนอกชายฝั่ง 2 แปลงในประเทศยูเออีจากการเปิดประมูลครั้งแรกของประเทศ นับเป็นการสะท้อนความสำเร็จของบริษัทในการลงทุนตามแผนกลยุทธ์ที่ได้วางไว้

EXECUTE เป็นส่วนของกลยุทธ์ที่มุ่งรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันผ่านการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพและการใช้เทคโนโลยีการรักษาระดับการผลิตและการดำเนินงานในโครงการที่มีอยู่ให้สำเร็จตามแผนงาน การมุ่งเน้นการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ (Transition of Operations) จากผู้ดำเนินการเดิม ภายหลังการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต แปลงสำรวจในทะเลอ่าวไทยหมายเลข G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และ G2/61 (แหล่งบงกช) รวมถึงการเร่งรัดการพัฒนาโครงการที่รอการตัดสินใจขั้นสุดท้าย (FID) โดยในไตรมาสที่ผ่านมา บริษัทได้ประกาศเดินหน้าพัฒนาโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มผลิตได้ในช่วงต้นปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน โดยมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2568 สำหรับโครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน มีความก้าวหน้าเป็นอย่างมาก โดยสามารถสรุปสัญญาซื้อขายระยะยาวกับผู้ซื้อรายต่าง ๆ ได้เพียงพอต่อการตัดสินใจในการพัฒนาโครงการฯ นอกจากนี้ บริษัทยังคงให้ความสำคัญกับการเป็นองค์กรที่ดีของสังคมผ่านการสร้างคุณค่าให้กับกลุ่มผู้มีส่วนได้เสียอีกด้วย

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 1 ปี 2562 บริษัทมีกำไรสุทธิ 394 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวสูงขึ้นมากกว่าร้อยละ 46 เมื่อเทียบกับในไตรมาสก่อนหน้าที่ 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากต้นทุนต่อหน่วยที่มีการปรับลดลงจากเดิมที่ 32.7 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ มาอยู่ที่ระดับ 29.3 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ จากค่าใช้จ่ายดำเนินงานที่ลดลง รวมถึงการเพิ่มขึ้นของผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์ สรอ. ระหว่างไตรมา ส นอกจากนี้บริษัทยังมีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานจำนวน 943 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ร้อยละ 76 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2562 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 20,150 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 4,357 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 8,155 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,961 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 11,995 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเท่ากับ 0.16 เท่า แสดงให้เห็นว่าบริษัทสามารถรักษาความแข็งแกร่งของโครงสร้างทางการเงินได้อย่างต่อเนื่อง

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 1 2562	ไตรมาส 1 2561	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	1,557	1,428	1,240	(8)	15
รายได้จากการขาย	1,411	1,328	1,161	(6)	14
EBITDA	1,024	1,025	879	0.1	17
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	269	394	423	46	(7)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.07	0.10	0.10	43	0
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	283	374	304	32	23
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(14)	20	119	243	(83)

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2562

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 1 ปี 2562 ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องนับจากสิ้นปี 2561 โดยมีราคาเฉลี่ยทั้งไตรมาสอยู่ที่ 63.4 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) จากการที่อุปทานน้ำมันกลับมาตึงตัว เมื่อกลุ่มโอเปก (OPEC) ที่รวมประเทศรัสเซียเข้ามาด้วยนั้น ร่วมมือกันลดปริมาณการผลิตน้ำมันที่ 1.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน อีกทั้งความขัดแย้งทางการเมืองระหว่างประเทศยังคงกดดันอุปทานอย่างต่อเนื่อง จากการที่สหรัฐฯ คว่ำบาตรเวเนซุเอลาและอาจจะไม่ต่ออายุการผ่อนปรนการคว่ำบาตรที่มีต่ออิหร่าน ส่งผลให้การส่งออกน้ำมันไปตลาดโลกลดลง ในขณะที่การผลิตน้ำมันของสหรัฐฯ แม้จะยังเพิ่มขึ้นและทำสถิติใหม่อย่างต่อเนื่อง แต่เริ่มมีสัญญาณว่าอัตราการเติบโตอาจจะชะลอตัวลงกว่าที่ คาด เนื่องจากบริษัทน้ำมันขนาดกลางและเล็กเริ่มชะลอกิจกรรมการขุดเจาะเนื่องด้วยข้อจำกัดทางการเงิน สำหรับด้านอุปสงค์ แม้ตัวเลขเศรษฐกิจโดยรวมของโลก โดยเฉพาะสหรัฐฯ จีน และกลุ่มประเทศในแถบยุโรป ยังดูอ่อนแอต่อเนื่องจากไตรมาสที่แล้ว อย่างไรก็ตาม จากผลการเจรจาสงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ ที่ใกล้จะได้ข้อสรุป และผลการกระตุ้นเศรษฐกิจครั้งใหม่ของจีน รวมถึงท่าทีการกลับมาผ่อนปรนทางการเงินของสหรัฐฯ และยุโรป อาจส่งผลให้เศรษฐกิจปรับตัวดีขึ้น

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 1 ปี 2562 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวลดลงจากปีก่อนหน้ามาอยู่ที่ 6.69 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ถึงแม้ว่าจะมีความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นจากจีนและอินเดีย แต่ด้านอุปทาน LNG ยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดจากโครงการใหม่ ๆ ที่เกิดขึ้น โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในประเทศออสเตรเลีย รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา โดยกำลังการผลิต LNG รวมในปัจจุบันอยู่ที่ 324 ล้านตันต่อปี ในขณะที่มีความต้องการใช้ประมาณ 297 ล้านตันต่อปี

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับเดือนแรกของปี 2562 อยู่ที่ประมาณ 2.08 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวลดลงร้อยละ 4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) เป็นผลจากการลงทุนในหมวดก่อสร้างและมูลค่าการส่งออกสินค้าที่ลดลง ส่งผลการใช้พลังงานภายในประเทศลดลงในส่วนของ ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติและพลังน้ำรวมทั้งการนำเข้าไฟฟ้าลดลง

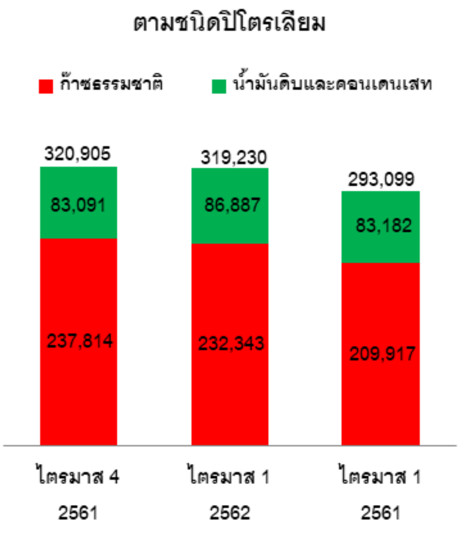
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

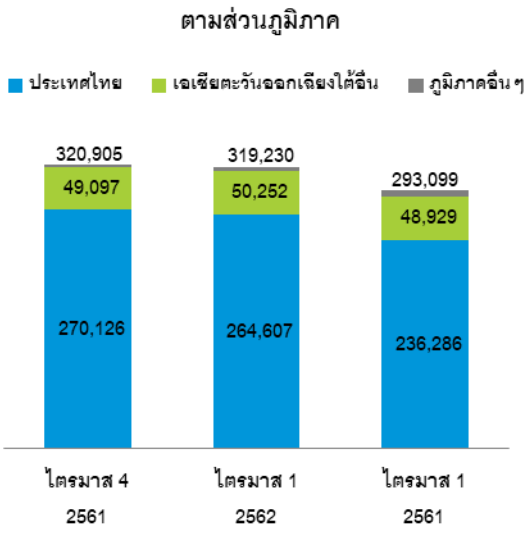
การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับไตรมาส 1 ปี 2562 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีการปรับตัวอยู่ในกรอบแคบ ทั้งนี้ ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นในช่วงต้นไตรมาสจากการคาดการณ์ว่าธนาคารกลางสหรัฐฯ จะชะลอการขึ้นอัตราดอกเบี้ย สถานการณ์การเมืองในสหรัฐฯ และความตึงเครียดทางด้านการค้าระหว่างสหรัฐฯ และจีนในช่วงท้ายของไตรมาส ค่าเงินบาทปรับตัวอ่อนค่าลงจากความไม่แน่นอนของการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ ประกอบกับตัวเลขข้อมูลทางเศรษฐกิจของสหรัฐฯ ที่ชะลอตัวน้อยกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ สำหรับค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาส 1 อยู่ที่ 31.81 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นปี 2561 ที่ 32.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้เกิดผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยน

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน





ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 1 2562	ไตรมาส 1 2561	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	47.79	46.21	44.01	(3)	5
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	66.01	58.82	63.12	(11)	(7)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.90	6.92	6.07	0.3	14
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	68.30	63.41	63.96	(7)	(1)

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 319,230 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 320,905 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกชเนื่องจากปิดซ่อมบำรุงเพื่อซ่อมแซมอุปกรณ์ รวมทั้งเหตุการณ์พายุโซนร้อนปาบึกในไตรมาส 1 ปี 2562 สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้ลดลงเป็น 46.21 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2561: 47.79 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2562 กับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 293,099 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกชซึ่งปริมาณขายเพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม แม้ว่ามีการปิดซ่อมบำรุงเพื่อซ่อมแซมอุปกรณ์ รวมทั้งเหตุการณ์พายุโซนร้อนปาบึกในไตรมาส 1 ปี 2562 ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 46.21 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2561: 44.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 394 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 125 ล้านดอลลาร์ สรอ.หรือร้อยละ 47 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 374 ล้านดอลลาร์ สรอ. และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 20 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2562 จำนวน 374 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไร 283 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเริ่มรับรู้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซซอติก้าในไตรมาส 4 ปี 2561 นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงลดลง รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการบริหาร ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายลดลงโดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยลดลง

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 1 ปี 2562 จำนวน 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีขาดทุน 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 0.64 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ค่าเงินบาทในไตรมาส 4 ปี 2561 อ่อนค่าลง 0.04 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง 72 ล้านดอลลาร์ สรอ.ในไตรมาส 1 ปี 2562 และรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 33 ล้านดอลลาร์ สรอ.ในไตรมาส 1 ปี 2562 ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าว 8 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งในไตรมาส 1 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทารา) 21 ล้านดอลลาร์ สรอ. และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการรับรู้รายการดังกล่าวในไตรมาส 4 ปี 2561 อย่างไรก็ตาม มีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินในไตรมาส 1 ปี 2562 จำนวน 82 ล้านดอลลาร์ สรอ.ในขณะที่รับรู้กำไรในไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 72 ล้านดอลลาร์ สรอ.โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรลดลง 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 7

กำไรจากการดำเนินงานปกติในไตรมาส 1 ปี 2562 จำนวน 374 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไร 304 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สรอ. และค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามรายได้ค่าขายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติในไตรมาส 1 ปี 2562 จำนวน 20 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 99 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไร 119 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 69 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2562 แข็งค่าขึ้นเพียง 0.64 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ซึ่งน้อยกว่าไตรมาส 1 ปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์สรอ.)	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 1 2562	ไตรมาส 1 2561	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	229	343	301	50	14
ประเทศไทย	303	309	296	2	4
ต่างประเทศ	(74)	34	5	>100	>100
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	18	36	4	100	>100
- ออสเตรเลีย	(89)	(4)	(0.3)	96	>(100)
- อเมริกา	(5)	(3)	(1)	40	>(100)
- แอฟริกา	2	5	2	>100	>100
ท่อขนส่งก๊าซ	7	78	64	>100	22
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	33	(27)	58	>(100)	>(100)
รวม	**269**	**394**	**423**	**47**	**(7)**

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 394 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 125 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 47 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 จำนวน 269 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 60 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย**

ในไตรมาส 1 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนลดลง 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 96 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 89 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากในไตรมาส 1 ปี 2562 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทารา) และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของกลุ่มบริษัทในประเทศออสเตรเลีย ในขณะที่มีการรับรู้รายการดังกล่าวในไตรมาส 4 ปี 2561

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 1 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายที่ลดลงจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นในเดือนธันวาคม 2561 จากการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มขึ้น

ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ มีกำไรสุทธิ 78 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการเริ่มรับรู้ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซซอติก้าในไตรมาส 4 ปี 2561

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 33 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากอนุพันธ์ทางการเงินเปลี่ยนแปลงลดลง (ไตรมาส 1 ปี 2562 รับรู้ขาดทุน ในขณะที่ไตรมาส 4 ปี 2561 รับรู้กำไร) โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ในขณะ

ที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงรวมทั้งรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น ในขณะที่ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงในไตรมาส 4 ปี 2561

ไตรมาส 1 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 394 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. และในประเทศไทย 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ 14 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 85 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 58 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นเนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2562 แข็งค่าขึ้นเพียง 0.64 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ซึ่งน้อยกว่าไตรมาส 1 ปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 1 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

- **ประเทศไทย**

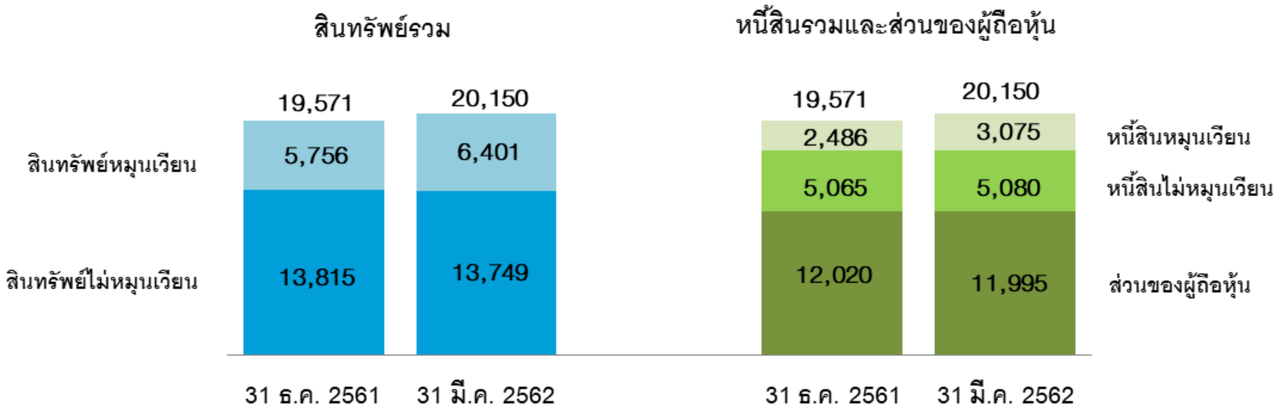
ในไตรมาส 1 ปี 2562 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 309 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 4 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 296 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม

ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ

ในไตรมาส 1 ปี 2562 ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ มีกำไรสุทธิ 78 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 22 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าผ่านท่อที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายก๊าซที่เพิ่มขึ้นของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา

ฐานะการเงิน

<u>หน่วย</u> : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 20,150 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 579 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 19,571 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินฝากสถาบันการเงินที่มีข้อจำกัดในการใช้ รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้บริษัทใหญ่ และลูกหนี้อื่น มีจำนวนเพิ่มขึ้น 645 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 549 ล้านดอลลาร์ สรอ. และลูกหนี้บริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนลดลง 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น ๆ ลดลง 68 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากได้รับคืนเงินจ่ายล่วงหน้าสำหรับภาษีที่ถูกประเมินพร้อมเบี้ยปรับของ Natuna 2 B.V. ในไตรมาส 1 ปี 2562 จากการที่ศาลตัดสินให้ชนะคดี

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2562 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 8,155 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้นจำนวน 604 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 7,551 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย สิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจ ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย ส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี และเงินปันผลค้างจ่าย โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 589 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากเงินปันผลค้างจ่ายสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2561 จำนวน 406 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งมีการจ่ายในเดือนเมษายน 2562 และภาษีเงินได้ค้างจ่าย จำนวน 205 ล้านดอลลาร์ สรอ.

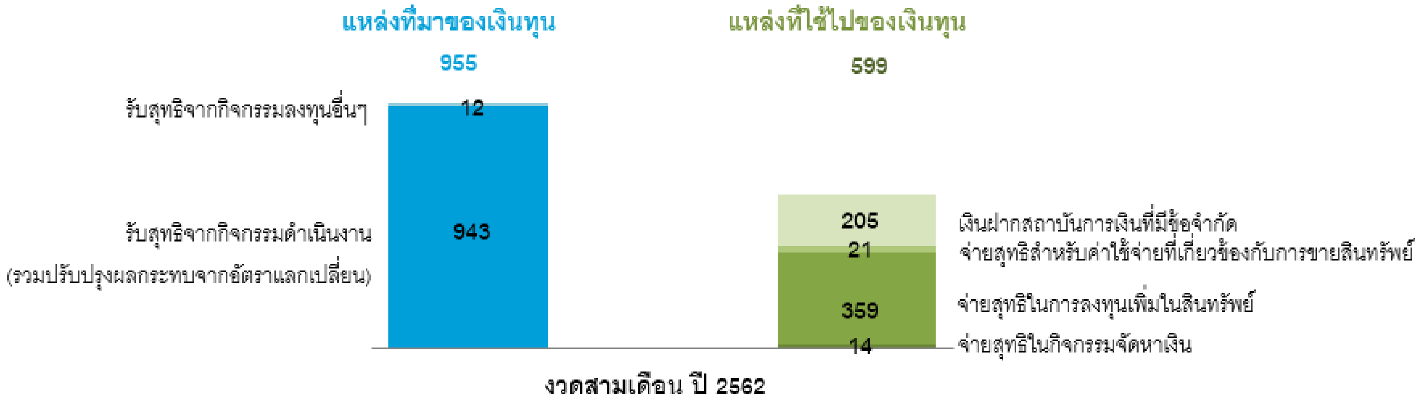
(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต หุ้นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 15 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 24 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการปรับหนี้สินให้เพิ่มขึ้นเพื่อสะท้อนมูลค่าปัจจุบันโดยการรับรู้ต้นทุนทางการเงิน (Accretion expense) นอกจากนั้นหุ้นกู้มีมูลค่าเพิ่มขึ้น 7 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการแข็งค่าขึ้นของอัตราแลกเปลี่ยนของหุ้นกู้สกุลเงินบาท ในขณะที่ประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมลดลง 17 ล้านดอลลาร์ สรอ.

โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 มีนาคม 2562 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,995 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหนี้สินรวม 8,155 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,961 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 5.32 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 8.42 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. และเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 4,357 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 356 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดรวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 4,001 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 955 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 599 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่ม**ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการเอส 1 และโครงการซอติก้า รวมทั้งเงินฝากสถาบันการเงินที่มีข้อจำกัดสำหรับการเข้าซื้อธุรกิจ สำหรับ**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายดอกเบี้ย

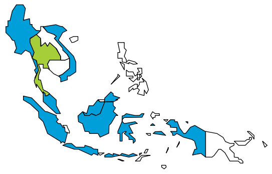
อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 2561	ไตรมาส 1 2562	ไตรมาส 1 2561
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	71.08	75.62	74.22
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.51	9.12	5.71
อัตรากำไรสุทธิ	20.51	19.04	14.28
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.16	0.16	0.24
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.63	0.60	0.91

หมายเหตุ:

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

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ



ประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ตะวันออกกลาง

ทวีปอเมริกา

ทวีปออสเตรเลีย

ทวีปแอฟริกา

ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2562 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมจำนวน 46[1] โครงการใน 12 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 18[1] โครงการ ส่วนใหญ่เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ทั้งในอ่าวไทยและบนบก ในไตรมาสนี้โครงการในประเทศมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 264,607 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 83 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน นอกจากนี้ บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract) ในแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) ในเดือนกุมภาพันธ์ 2562 ซึ่งกำหนดปริมาณการผลิตขั้นต่ำที่ 800 และ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับในระหว่างปี 2565 และ 2566 จนถึงปี 2575 **โครงการเอส 1** ได้ทำการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับปริมาณการผลิต และ **แหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร็ค 4** อยู่ระหว่างเตรียมการพัฒนา โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการสำหรับน้ำมันดิบที่ 25,000 บาร์เรลต่อวันและก๊าซธรรมชาติที่ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 8,300 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 17 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) มาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) ในไตรมาสนี้โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมที่ 50,252 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 16 ของปริมาณการขายทั้งหมด

กิจกรรมที่สำคัญของ ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* อาทิ **โครงการซอติก้า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะและเตรียมหลุมผลิตบนแท่นผลิตเฟส 1C ทั้งหมด 4 แท่นเพื่อรักษาระดับการผลิต นอกจากนี้โครงการยังได้เจาะหลุมประเมินผลอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับกำลังการผลิตต่อไปในอนาคต ในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยตามเป้าหมายที่ 290 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 46,431 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิตให้ได้ตามเป้าหมาย ในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 16,665 บาร์เรลต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 6 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,352 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ ***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ส่วนใหญ่อยู่ในเมียนมาทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** อยู่ระหว่างรออนุมัติแผนพัฒนาโครงการจากรัฐบาลเมียนมาที่บริษัทได้ยื่นไปในไตรมาส 4 ปี 2561 **โครงการเมียนมา MD-7** อยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุมในไตรมาส 4 ปี 2562 **โครงการเมียนมา เอ็ม 11** อยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในไตรมาส 2 ปี 2562 รวมทั้งหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ **โครงการเมียนมา เอ็มโอจีอี 3** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในเดือนมกราคม 2562 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจหลุมที่ 2 และอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจอีก 2 หลุมในปี 2562 สำหรับมาเลเซีย **โครงการซาราวักเอสเค 410 บี** อยู่ระหว่างการดำเนินการเจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม **โครงการซาราวักเอสเค 417 และโครงการซาราวักเอสเค 438** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจในอนาคต **โครงการพีเอ็ม 407 และ พีเอ็ม 415** ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2562 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการขอต่ออายุสัญญาแบ่งปันผลผลิตและการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปลายปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

---

[1] รวมโครงการ G1/61 และโครงการ G2/61 ที่จะเริ่มผลิตตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปี 2565 และปี 2566

โครงการในตะวันออกกลาง

ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคนี้จำนวน 2 โครงการ ซึ่งเป็นโครงการที่อยู่ ***อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)*** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ได้แก่ ***โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1*** และ***โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2*** โดยได้มีการลงนามในสัญญาสัมปทานเมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป

โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 5 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐเม็กซิโก (เม็กซิโก) โดยโครงการทั้งหมดเป็น ***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)*

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โครงการได้รับอนุมัติการพัฒนาแหล่ง Thornbury Phase 1 จากรัฐบาลอัลเบอร์ต้าในเดือนพฤษภาคม 2561 และอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

โครงการร่วมทุนในบราซิลจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการบาร์ารินเนียส์ เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ**โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโกจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 8 แปลงสัมปทาน

สำหรับ**แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว** (Production Phase) **คือ แหล่งมอนทารา** บริษัทได้มีการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอนทาราให้กับบริษัท JadeStone Energy แล้วเสร็จเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 และอยู่ในระหว่างการส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ให้กับผู้ซื้อ ซึ่งจะมีผลสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจากองค์กรบริหารความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมด้านปิโตรเลียมทางทะเล ของประเทศออสเตรเลีย โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติภายในไตรมาสที่ 2 ปี 2562

สำหรับ**แหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน***ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)*** โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาแนวทางการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม พร้อมทั้งเตรียมการหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ และสำหรับ**แปลงสำรวจ AC/P54** ได้ทำการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมเสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 ผลจากการเจาะสำรวจค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ความหนา 34 เมตร โดยมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

โครงการในแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 3 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว** (Production Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 18,399 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เป็นโครงการที่***อยู่ระหว่างการพัฒนา** (Development Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามแผนพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาล โดยสามารถเริ่มดำเนินการพัฒนาได้ในเดือนมีนาคม 2562 และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ซึ่ง***อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)* ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการฯ ได้รับอนุมัติแผนพัฒนาของแหล่งก๊าซธรรมชาติ Golfinho-Atum (Plan of Development หรือ POD) จากคณะรัฐมนตรีโมซัมบิก (Council of Ministers) เมื่อเดือนมีนาคมปี 2561 และมีความคืบหน้าที่สำคัญหลายด้านในไตรมาสนี้ ได้แก่ การลงนามและได้รับอนุมัติจากรัฐบาลโมซัมบิกในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Sale and Purchase Agreement) ระยะยาวกับผู้ซื้อรายต่าง ๆ รวมทั้งสิ้นประมาณ 9.5 ล้านตันต่อปี ซึ่งเพียงพอต่อการจัดหาแหล่งเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงิน นอกจากนั้น โครงการฯ ยังได้รับอนุมัติจากโครงการ Area 4 ที่อยู่ข้างเคียงและรัฐบาลโมซัมบิกให้เป็น First Mover ของการพัฒนาโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (Onshore LNG Plant) โดยจะเป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างท่าเรือขนส่งวัสดุในการก่อสร้าง (Material Offloading Facility) ท่าเรือส่งออก LNG (LNG Jetty) เพื่อใช้ร่วมกัน ทั้งนี้ ผู้ร่วมทุนต่าง ๆ จะร่วมกันตัดสินใจการลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในไตรมาส 2 ของปี 2562 โดยมีแผนจะผลิต LNG เชิงพาณิชย์ได้ในปี 2567 ด้วยกำลังการผลิตรวม 12.88 ล้านตันต่อปี

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

การบริหารการลงทุน

จากช่วงวิกฤตราคาน้ำมันที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้ดำเนินการตามแผนกลยุทธ์ 3R ซึ่งประกอบไปด้วย RESET REFOCUS และ RENEW อย่างต่อเนื่อง จนประสบความสำเร็จในหลายด้าน เช่น การปรับลดต้นทุนการผลิตต่อหน่วยลงกว่าร้อยละ 30 การขยายการลงทุนในพื้นที่เป้าหมายของบริษัท การปรับโครงสร้างองค์กร และการจัดตั้งธุรกิจใหม่ทางด้านเทคโนโลยี

ปัจจุบัน สถานการณ์ราคาน้ำมันได้ปรับตัวสูงขึ้นจนอยู่ในระดับราคาที่คาดว่าจะทรงตัวอย่างต่อเนื่อง ขณะที่แนวโน้มบทบาทของพลังงานทางเลือกและเทคโนโลยีดิจิทัลมีเพิ่มขึ้น ปตท.สผ. จึงได้เตรียมพร้อมเพื่อรับมือกับความท้าทายทางธุรกิจ โดยเชื่อว่าการสร้างความร่วมมือ (collaboration) กับพันธมิตรทางธุรกิจ เพื่อร่วมสร้างคุณค่าและสานประโยชน์ร่วมกัน มีความสำคัญกว่าการแข่งขัน (competition) จึงเป็นที่มาของวิสัยทัศน์ใหม่ของ ปตท.สผ. ในการเป็น “Energy Partner of Choice” ซึ่งไม่ได้มีนัยยะเพียงในเชิงธุรกิจแต่ยังรวมถึงการสร้างคุณค่าร่วมให้แก่ผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ปรับกลยุทธ์ของบริษัทเป็น EXPAND และ EXECUTE เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน ส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน และรองรับความท้าทายของธุรกิจพลังงานในอนาคต

(1) EXPAND **กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว**

- **กลยุทธ์** Coming-home: มุ่งเน้นขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก ซึ่งในเดือนมีนาคมที่ผ่านมา ปตท.สผ.ประสบความสำเร็จในการเข้าซื้อกิจการของ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และ ได้รับสิทธิในการดำเนินการในแปลงสำรวจ บริเวณนอกชายฝั่งเพนนินซูลาร์ มาเลเซีย จำนวน 2 แปลง นอกจากนี้ยังมีแผนเร่งกิจกรรมในโครงการสำรวจปัจจุบันในประเทศเมียนมาและมาเลเซียเพื่อเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ เช่น gas value chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในการขายปิโตรเลียมในเมียนมาในรูปแบบของ Gas-to-Power
- **กลยุทธ์** Strategic Alliance: มองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง โดยในเดือนมกราคมที่ผ่านมา ปตท.สผ.ร่วมกับบริษัท ENI ได้ชนะประมูลแปลงสำรวจในประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ
- **กลยุทธ์สร้างความยั่งยืน**: ลงทุนในธุรกิจใหม่ที่มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน

(2) EXECUTE **กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน**

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก
- ควบคุมต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยการใช้เทคโนโลยีดิจิทัลเละเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน
- เพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมผ่านการพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างการตัดสินใจพัฒนาขั้นสุดท้าย (FID) โดยในเดือนมีนาคมที่ผ่านมา บริษัทได้บรรลุข้อตกลงและเริ่มพัฒนาโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ แล้ว สำหรับโครงการอื่น ๆ ที่อยู่ระหว่างการตัดสินใจพัฒนาขั้นสุดท้าย (FID) ได้แก่ โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 และโครงการคอนแทร็ค 4 (แหล่งอุบล) เป็นต้น
- ดำเนินการโครงการบงกชและเอราวัณในช่วงเปลี่ยนผ่านอย่างมีประสิทธิภาพ
- พิจารณาลดสัดส่วนการลงทุนในโครงการที่ไม่ใช่โครงการหลักของบริษัท (non-core assets)
- เป็นองค์กรที่ดีของสังคมผ่านการสร้างคุณค่าให้กับกลุ่มผู้มีส่วนได้เสีย

การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2562 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 4.4 พันล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเพียงพอสำหรับการชำระมูลค่าการเข้าซื้อกิจการของ Murphy ในมาเลเซีย ประมาณ 2.1 พันล้านดอลลาร์ สรอ. ที่คาดว่าจะเสร็จสมบูรณ์ในไตรมาส 2 ปีนี้ และยังคงอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.16 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่าง ๆ การเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

การพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล และร่วมเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals หรือ SDGs) ขององค์การสหประชาชาติ ส่งผลให้บริษัทได้รับคัดเลือกเป็นสมาชิกกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Index (DJSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 ในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream and Integrated Industry) และได้รับการจัดอันดับด้านความยั่งยืนระดับ Silver Class จากผลการดำเนินงานที่เป็นเลิศใน Sustainability Yearbook 2562 โดย RobecoSam อีกด้วย โดยสะท้อนผ่านการดำเนินงานครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยกิจกรรมสำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่

<u>ด้านธุรกิจ</u> ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม เพื่อสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยจัดสรรงบประมาณเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีประมาณร้อยละ 3 ของกำไรสุทธิในแต่ละปี ทั้งนี้ ไตรมาส 1 ปี 2562 มีความคืบหน้าของโครงการในด้านต่าง ๆ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าในการติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำที่อัดสู่ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำเทคโนโลยีไปทดสอบใช้งานจริงในแหล่งผลิตปิโตรเลียมบนฝั่ง, โครงการพัฒนาวัสดุดูดซับที่ใช้ในการแยกคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิต ซึ่งได้พัฒนาสำเร็จในระดับห้องปฏิบัติการอยู่ระหว่างการออกแบบกระบวนการต้นแบบ
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่ โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าโดยประสบความสำเร็จในระดับห้องปฏิบัติการและอยู่ระหว่างการพัฒนากระบวนการต้นแบบ โครงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลสำหรับกระบวนการรื้อถอนตามมาตรฐานสากลที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้พัฒนาและทดสอบในระดับต้นแบบแล้วเสร็จและอยู่ระหว่างการทดสอบใช้งานจริง
- **เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการพัฒนาหุ่นยนต์ตรวจสอบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลแบบอัตโนมัติ ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปทดสอบใช้งานจริง โครงการพัฒนาหุ่นยนต์ซ่อมแซมท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบหุ่นยนต์ต้นแบบ

<u>ด้านสังคม</u> บริษัทยังคงมุ่งเน้นโครงการเพื่อสังคมด้านความต้องการพื้นฐาน อีกทั้งมีแผนงานยกระดับโครงการเพื่อสังคม (CSR) ที่มีศักยภาพไปสู่การสร้างคุณค่าร่วม (CSV) และยังคงดำเนินการโครงการวิสาหกิจเพื่อสังคม (Social Enterprise) อย่างต่อเนื่อง ซึ่งสอดคล้องกับเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ ความสำเร็จในการดำเนินโครงการพัฒนาสังคมดังกล่าว ทำให้บริษัทได้รับรางวัลจากเวทีประกวดในระดับนานาชาติแล้วจำนวน 4 รางวัลในไตรมาสที่ 1 นี้ ได้แก่ รางวัล Platinum Winner จาก Energy And Environment Foundation Global CSR Awards ประเทศอินเดีย รางวัล Best Community Development และ Overall CSR Winner จาก Gulf Sustainability And CSR Awards สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ และรางวัล Best CSR Campaign จาก 3G Global Good Governance Awards ประเทศอินโดนีเซีย

<u>ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม</u> ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ในไตรมาสที่ 1 ปี 2562 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.00 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.56 ซึ่งทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

สำหรับแนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบปี 2562 คาดว่าจะมีความผันผวนและเคลื่อนไหวอยู่ระหว่าง 60-70 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปทานของสหรัฐฯจะยังคงอยู่ในระดับสูงและคาดว่าจะปรับเพิ่มขึ้นหลังจากท่อขนส่งน้ำมันดิบขยายกำลังส่งได้ภายในครึ่งปีหลัง เพื่อชดเชยการผลิตจากประเทศอื่น ๆ เช่น เวเนซุเอลา อิหร่าน และซาอุดิอาระเบีย ที่มีแนวโน้มจะลดลง อีกทั้งท่าทีของสหรัฐฯ ที่อาจจะบังคับใช้มาตรการคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์ต่ออิหร่านอย่างเต็มรูปในเดือนพฤษภาคม รวมถึงความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปก (OPEC) และนอกกลุ่ม โดยเฉพาะซาอุดิอาระเบีย และรัสเซีย ซึ่งอาจส่งผลต่ออุปทานมีแนวโน้มที่จะตึงตัวตลอดทั้งปี 2562

ในด้านอุปสงค์ ถึงแม้ว่าเรื่องสถานการณ์การค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ มีทีท่าว่าจะดีขึ้น แต่ยังคงมีความเสี่ยงในด้านเศรษฐกิจอื่น ๆ ไม่ว่าจะเป็นเรื่องการออกจากสมาชิกสหภาพยุโรปของประเทศอังกฤษ (Brexit) รวมถึงตัวชี้วัดทางเศรษฐกิจในบางประเทศเริ่มมีสัญญาณชะลอตัว โดยเฉพาะในประเทศกำลังพัฒนา (Emerging Countries) เช่น ตุรกี หรือแม้แต่ในประเทศพัฒนาแล้วอย่างเยอรมัน เป็นต้น อีกทั้งในช่วงไตรมาสสุดท้ายของปีนี้ ราคาน้ำมันดิบดูไบอาจได้รับผลกระทบจากกฎระเบียบใหม่เรื่อง IMO 2020 จากการจำกัดสัดส่วนปริมาณซัลเฟอร์ (Sulphur) ในเชื้อเพลิงที่ใช้ในการขนส่งทางเรือ ซึ่งจะทำให้อุปสงค์น้ำมันดิบดูไบซึ่งมีปริมาณซัลเฟอร์สูงลดลงในช่วงปลายปีก่อนจะเข้าสู่การบังคับใช้อย่างเต็มรูปแบบในปี 2563

สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2562 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 13 เป็น 365 ล้านต้นต่อปี ในขณะที่ความต้องการใช้จะอยู่ที่ประมาณ 311 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ราคา LNG คาดว่าจะทรงตัวในระดับปัจจุบัน โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยจะอยู่ที่ 5.7-8.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยที่ต้องจับตามอง โดยปัจจัยกดดันราคา เช่น ปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ ๆ ซึ่งคาดว่าจะ FID เพิ่มมากขึ้นในปี 2562-2563 ในขณะที่มีปัจจัยสนับสนุนราคา เช่น ความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าที่คาดจากตลาดเอเชียโดยเฉพาะจีนและอินเดีย การผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่าง ๆ และราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นก็อาจส่งผลให้ราคา LNG สูงขึ้นได้เช่นกัน แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะล้นตลาดของ LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลหลังจากปี 2565 - 2566

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2562 จะขยายตัวที่ร้อยละ 4.0 ชะลอตัวลงจากอัตราการเติบโตในปีที่แล้ว โดยสาเหตุหลักเป็นผลจากการส่งออกสินค้าที่มีแนวโน้มปรับตัวลดลงเนื่องจากผลกระทบของมาตรการกีดกันทางการค้าของสหรัฐฯ การชะลอตัวของเศรษฐกิจในสหรัฐฯ และยุโรป และการท่องเที่ยวที่ฟื้นตัวช้าจากจำนวนนักท่องเที่ยวจีนที่หดตัวลง รวมทั้งการใช้จ่ายของภาครัฐที่มีแนวโน้มล่าช้ากว่าที่ประเมินไว้ แต่อย่างไรก็ตาม การบริโภคของภาคเอกชนยังมีแนวโน้มขยายตัวดีอย่างต่อเนื่อง

สำหรับแนวโน้มอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. นักลงทุนต้องการถือครองสินทรัพย์ที่มีความปลอดภัย (เงินดอลลาร์ สรอ. หรือ เยน) จากการประกาศเตือนของกองทุนการเงินระหว่างประเทศ (IMF) ว่าเศรษฐกิจโลกเริ่มชะลอตัวลงตั้งแต่ต้นปีที่ผ่านมา และมีความเป็นไปได้ว่าเงินบาทจะปรับตัวอ่อนค่าตามปัจจัยลบในตลาดโลก อย่างไรก็ตาม ในระยะสั้น ยังคงต้องติดตามปัจจัยที่ส่งผลกระทบให้เกิดความผันผวนของค่าเงินบาท ได้แก่ ประเด็นสงครามการค้าที่เริ่มคลี่คลายลง จากความคืบหน้าในการเจรจาระหว่างสหรัฐฯ กับจีนที่ใกล้จะบรรลุข้อตกลง

ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี โดยส่วนใหญ่จะไม่มีผลต่อกระแสเงินสดในการดำเนินงาน สำหรับอัตราดอกเบี้ยตามภาวะตลาดนั้น ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทเนื่องจากหุ้นกู้ของบริษัทปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

<u>กฎระเบียบใหม่เรื่อง IMO 2020</u> จากองค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization, IMO) ที่มีมติให้จำกัดปริมาณซัลเฟอร์ (Sulphur) ในน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมเดินเรือขนส่งระหว่างประเทศ ที่ระดับไม่เกินร้อยละ 0.5 จากระดับร้อยละ 3.5 ในปัจจุบัน ซึ่งจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2563 โดยคาดว่าจะส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเตาที่มีปริมาณซัลเฟอร์สูง (High Sulphur Fuel Oil) ในน้ำมันเชื้อเพลิงเดินเรือปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญและมีผลให้ราคาน้ำมันเตา (Fuel Oil) ปรับตัวลดลงตามไปด้วย ทั้งนี้ สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีการผูกสูตรราคาก๊าซกับราคาน้ำมันเตา จึงเป็นความเสี่ยงที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. อาจจะลดลงเนื่องจากกฎระเบียบใหม่ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวคาดว่าจะไม่รุนแรง เนื่องจากโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ.ผูกกับราคาน้ำมันส่วนหนึ่งและย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน นอกจากนี้ ปตท.สผ. อยู่ระหว่างการเจรจาปรับสูตรก๊าซธรรมชาติกับผู้ซื้อ และได้มีการพิจารณาและเริ่มทำประกันความเสี่ยงจากความผันผวนของราคาน้ำมันเตา สำหรับในปี 2565 เป็นต้นไป บริษัทคาดว่าผลกระทบนี้จะลดลงอย่างเป็นนัยสำคัญ เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติของแหล่งบงกชและเอราวัณภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้ผูกสูตรกับน้ำมันดูไบแทนการผูกสูตรกับราคาน้ำมันเตา

การประกาศพระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร (ฉบับที่ 50) พ.ศ. 2562 และ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) พ.ศ. 2562 ในเดือนเมษายน 2562 มีผลให้บริษัทสามารถคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) ที่ไม่ใช่สกุลบาท ซึ่งช่วยลดความผันผวนของงบการเงินจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีและที่ใช้ในการคำนวณภาษี โดยจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันแรกของรอบระยะเวลาบัญชี 2562 เมื่อได้รับการอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร

*แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2562**

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2562 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการสำหรับปี 2562 เป็นดังนี้

	ไตรมาส 2 ปี 2562	ปี 2562	หน่วย
ปริมาณการขาย	~330	~321	พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน
ราคาก๊าซธรรมชาติ**	~6.9	~6.9	ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู
ต้นทุน**	~32	~ 31	ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ
EBITDA Margin**		70-75%	ของรายได้จากการขาย

* ไม่รวมโครงการจากการเข้าซื้อกิจการทั้งหมดของ Murphy ในมาเลเซีย

**บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2562 ที่ 66 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

<u>ปริมาณการขาย</u>

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของโครงการในประเทศไทย โดยคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2562 และทั้งปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 330,000 และ 321,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ อันเป็นผลมาจากสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกชตั้งแต่กลางปี 2561

<u>ราคาขาย:</u>

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2562 และทั้งปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 6.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2562 ที่ 66 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 1 2562 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 5 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

<u>ต้นทุน</u>

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2562 และทั้งปี 2562 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 32 และ 31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น