บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 2 ปี 2561 บริษัทสามารถรักษาผลการดำเนินงานหลักที่แข็งแกร่ง สะท้อนผ่านปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้นกว่าร้อยละ 3 จากไตรมาสก่อนหน้า มาอยู่ที่ 302,846 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักมาจากโครงการซอติก้าและโครงการสินภูฮ่อม ประกอบกับราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวขึ้นอย่างต่อเนื่อง ผลักดันให้ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยสูงขึ้นประมาณร้อยละ 7 จากไตรมาสก่อนหน้า มาอยู่ที่ 46.94 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม ต้นทุนต่อหน่วยในไตรมาสนี้ปรับตัวสูงขึ้นจาก 29.20 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบในไตรมาส 1 มาอยู่ที่ 31.51 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากค่าเสื่อมราคาที่ปรับตัวสูงขึ้นตามการรับรู้สินทรัพย์ที่พร้อมใช้งานโดยหลักในโครงการเอส 1 และค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมซ่อมบำรุงตามแผนของโครงการบงกช จากผลการดำเนินงานหลักข้างต้นส่งผลให้บริษัทมีกำไรจากการดำเนินงานปกติ (Recurring Net Income) ที่ 336 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 11 เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า

อย่างไรก็ตาม บริษัทมีขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ (Non-Recurring) จำนวน 223 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยส่วนใหญ่เกิดจากขาดทุนและค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์ สรอ. ระหว่างไตรมาส เป็นผลให้กำไรสุทธิสำหรับไตรมาสนี้ ปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ บริษัทยังสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงานเป็นบวกถึง 1,241 ล้านดอลลาร์ สรอ. พร้อมรักษาระดับอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ระดับร้อยละ 73

บริษัทยังคงเน้นดำเนินธุรกิจตามแผนกลยุทธ์ 3R (RESET REFOCUS RENEW) อย่างต่อเนื่อง โดยการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกชได้แล้วเสร็จ ส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนในโครงการบงกชเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 66.6667 พร้อมเพิ่มกระแสเงินสด ปริมาณการขายและปริมาณสำรองให้กับบริษัทได้ทันที อีกทั้ง ภายหลังรอบระยะเวลารายงานงบการเงินไตรมาส 2 ปี 2561 คณะกรรมการบริษัทฯ ได้อนุมัติการขายสัดส่วนการลงทุนในแหล่งมอนทาราที่ผลิตน้ำมันดิบมานานและมีต้นทุนสูง โดยบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2561 ซึ่งสอดคล้องกับแนวกลยุทธ์ REFOCUS ที่เน้นให้ความสำคัญกับโครงการในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความเสี่ยงต่ำและมีความชำนาญสูง โดยเฉพาะภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และปรับแผนการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ เพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มและบริหารความเสี่ยงของการลงทุน อีกทั้ง บริษัทยังคงมุ่งมั่นแสวงหาโอกาสการลงทุนเพิ่มเติมทั้งโอกาสการเข้าซื้อกิจการในแหล่งปิโตรเลียมที่ผลิตแล้วรวมถึงแปลงสำรวจในพื้นที่ที่มีศักยภาพสูง พร้อมทั้งเร่งรัดการพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างรอการตัดสินใจขั้นสุดท้าย โดยเฉพาะโครงการโมซัมบิก โรวูมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน ที่มีความคืบหน้าอย่างมากทั้งในเรื่องของการเตรียมการก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว และการสรุปสัญญาซื้อขายระยะยาวกับผู้ซื้อ ซึ่งจะเป็นส่วนสำคัญที่จะผลักดันไปสู่การตัดสินใจขั้นสุดท้ายตามเป้าที่ตั้งไว้ในครึ่งแรกของปี 2562 รวมทั้งการเตรียมแผนการสำรวจในแหล่งสำรวจปัจจุบันของบริษัท นอกจากนี้ ยังอยู่ระหว่างการเข้าประมูลแหล่งบงกชและแหล่งเอราวัณที่คาดว่าจะทราบผลการประมูลภายในปีนี้ โดยบริษัทเชื่อว่าด้วยโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งและแผนกลยุทธ์ที่ชัดเจนจะช่วยให้บริษัทสามารถขยายการลงทุนและเติบโตได้อย่างยั่งยืน

ในส่วนของสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2561 มีสินทรัพย์รวมจำนวน 19,403 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีส่วนที่เป็นเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,421 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,724 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 2,252 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 11,679 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 2 2560	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน 2561	หกเดือน 2560	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,240	1,347	1,032	9	31	2,562	2,121	21
รายได้จากการขาย	1,161	1,293	975	11	33	2,454	2,015	22
EBITDA	879	965	685	10	41	1,844	1,461	26
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	423	113	220	(73)	(49)	536	569	(6)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.10	0.03	0.04	(70)	(25)	0.13	0.13	(3)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	304	336	167	11	>100	640	378	69
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	119	(223)	53	>(100)	>(100)	(104)	191	>(100)

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2561

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัท ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 2 ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากไตรมาสก่อนหน้ากว่าร้อยละ 13 โดยมีราคาเฉลี่ยสำหรับไตรมาสนี้อยู่ที่ 72.07 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) โดยหลักเนื่องจากการปรับตัวลดลงของอุปทานน้ำมันดิบ โดยการผลิตจากเวเนซุเอลาที่ลดลงอย่างมากจากเดิมที่สูงกว่า 2.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน มาอยู่ที่ 1.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน อันเป็นผลของการคว่ำบาตรทางการเงินโดยสหรัฐอเมริกาและกรณีพิพาทเรื่องท่าเรือส่งออกกับบริษัท ConocoPhillips อีกทั้ง การส่งออกน้ำมันดิบของอิหร่านลดลงอันเป็นผลจากมาตรการคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์โดยสหรัฐอเมริกาซึ่งเป็นผลให้ประเทศต่าง ๆ รวมถึงผู้นำเข้าหลักอย่างเกาหลีใต้และอินเดีย ต้องลดการนำเข้าน้ำมันดิบจากอิหร่าน นอกจากนี้ การลดกำลังการผลิตของซาอุดิอาระเบีย ซึ่งสะท้อนผ่านตัวเลขความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่มผู้ผลิตน้ำมันโอเปกที่สูงถึงร้อยละ 150 ของกำลังการผลิตที่จะลดตามข้อตกลง ส่งผลให้ปริมาณสำรองน้ำมันดิบกลุ่มประเทศที่พัฒนาแล้วในกลุ่ม OECD ต่ำกว่าระดับค่าเฉลี่ย 5 ปี ลงมาอยู่ที่ระดับ 2.8 พันล้านบาร์เรล ประกอบกับปัจจัยสนับสนุนอื่น ๆ อาทิ การเจรจาเพื่อรักษาเสถียรภาพราคาน้ำมันในระยะยาวระหว่างซาอุดิอาระเบียและรัสเซีย และความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้นในเดือนเมษายนและพุ่งแตะระดับสูงสุดที่ 76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในเดือนพฤษภาคม

ทั้งนี้ การผลิตน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาที่ปรับตัวสูงขึ้นจนแตะระดับ 10.9 ล้านบาร์เรลต่อวันยังคงเป็นตัวแปรสำคัญที่กดดันราคาน้ำมันดิบ แต่ด้วยข้อจำกัดด้านท่อขนส่งน้ำมันทำให้ไม่สามารถส่งน้ำมันดิบจากแหล่งผลิต Shale oil ที่สำคัญอย่าง Permian ไปยังท่าเรือส่งออกได้ ส่งผลให้การผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐอเมริกาเริ่มชะลอตัว อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบในช่วงปลายไตรมาส 2 ปรับตัวลดลงเล็กน้อย เป็นผลจากการประกาศเพิ่มกำลังการผลิตของซาอุดิอาระเบียและรัสเซียที่อาจสูงถึง 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพื่อชดเชยการผลิตและการส่งออกที่หายไปของลิเบีย เวเนซุเอลาและอิหร่าน

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ราคาเฉลี่ยของ Asian Spot LNG ในไตรมาส 2 ปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 8.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Platts) ปรับตัวลดลงจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 1 ที่ประมาณ 9.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยหลักเป็นผลจากความต้องการ LNG ของตลาดโลกที่ปรับตัวลดลงในช่วงฤดูร้อน

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศสำหรับ 4 เดือนแรกของปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 2.17 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) เป็นผลจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยการใช้พลังงานภายในประเทศส่วนใหญ่ยังมาจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ เป็นหลัก อย่างไรก็ตาม พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากการพัฒนาเทคโนโลยี ส่งผลให้การใช้พลังงานรูปแบบต่าง ๆ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ รวมไปถึงการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญในการตอบสนองความต้องการใช้พลังงานมากขึ้น

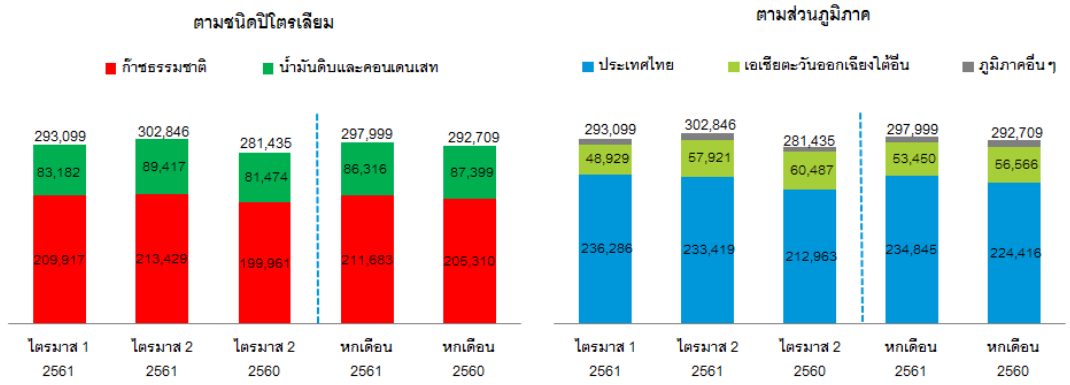
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่ในรูปภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีความผันผวนอย่างมากและปรับตัวอ่อนค่าลงตั้งแต่ปลายเดือนเมษายนเป็นต้นมา โดยเกิดจากเงินทุนต่างชาติไหลออกเป็นจำนวนมากทั้งในตลาดตราสารหนี้และตลาดหุ้น อันเป็นผลของการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยของสหรัฐอเมริกาและการคาดการณ์ของตลาดเงินโลกว่าจะมีการปรับขึ้นของอัตราดอกเบี้ยเพิ่มเติมในช่วงครึ่งหลังของปี รวมทั้งผลจากตัวเลขเศรษฐกิจสหรัฐอเมริกาที่ปรับตัวดีขึ้น ในขณะที่อัตราดอกเบี้ยในประเทศยังคงตัว ซึ่งทิศทางการอ่อนค่าของเงินบาทสอดคล้องกับเงินสกุลหลักอื่นในภูมิภาค ทั้งนี้ ค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2561 อยู่ที่ 33.17 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ซึ่งอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาสแรกที่ 31.23 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้เกิดขาดทุนและค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยน

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 2 2560	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน 2561	หกเดือน 2560	% เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	44.01	46.94	38.08	7	23	45.51	38.04	20
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	63.96	72.07	49.68	13	45	68.01	51.38	32

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 302,846 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 293,099 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการซอติก้าและโครงการสินภูฮ่อม เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 46.94 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2561: 44.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2561 กับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 281,435 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการคอนแทร็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ เพิ่มขึ้น และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เนื่องจากผู้ซื้อในประเทศมาเลเซียสามารถกลับมารับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งจำนวนวันในการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 2 ปี 2561 น้อยกว่าช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน สำหรับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 46.94 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2560: 38.08 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2560 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 297,999 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560: 292,709 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการคอนแทร็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เนื่องจากผู้ซื้อในประเทศมาเลเซียสามารถกลับมารับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งจำนวนวันในการปิดซ่อมบำรุงสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 น้อยกว่าช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนสำหรับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 45.51 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560: 38.04 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 310 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 73 เมื่อเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 336 ล้านดอลลาร์ สรอ. และขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 223 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 2 ปี 2561 จำนวน 336 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไร 304 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 132 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 52 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหลุมพัฒนาเพิ่มขึ้นในโครงการ เอส 1 รวมทั้งการขายน้ำมันดิบของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซียและโครงการแอลจีเรีย 433เอ และ 416บี ในไตรมาส 2 ปี 2561 มากกว่าไตรมาสก่อน และค่าใช้จ่ายดำเนินงานเพิ่มขึ้น 28 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากการขายน้ำมันดิบของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย ในไตรมาส 2 ปี 2561 มากกว่าไตรมาสก่อน

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 2 ปี 2561 จำนวน 223 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 342 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไร 119 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในช่วงไตรมาส 2 ปี 2561 อ่อนค่าลง 1.94 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ในช่วงไตรมาส 1 ปี 2561 ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 323 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิ 220 ล้านดอลลาร์ สรอ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรลดลง 107 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 49

กำไรจากการดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 2 ปี 2561 จำนวน 336 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไร 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 79 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการเอส 1 และโครงการคอนแทร็ค 4 รวมทั้งค่าใช้จ่ายดำเนินงานเพิ่มขึ้น 16 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เกิดจากการขายน้ำมันดิบของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซียในไตรมาส 2 ปี 2561 มากกว่าไตรมาสเดียวกันของปีก่อน

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติในไตรมาส 2 ปี 2561 จำนวน 223 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 276 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไร 53 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในช่วงไตรมาส 2 ปี 2561 อ่อนค่าลง 1.94 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ในช่วงไตรมาส 2 ปี 2560 ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น 0.47 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 230 ล้านดอลลาร์ สรอ.

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 536 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 33 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 640 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 104 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 จำนวน 640 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 262 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไร 378 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 439 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 67 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่มาจากหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการคอนแทร็ค 4 และโครงการเอส 1 รวมทั้งค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 38 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามรายได้ค่าขายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 จำนวน 104 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 295 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไร 191 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 อ่อนค่าลง 0.49 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ค่าเงินบาทในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 แข็งค่าขึ้น 1.85 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 219 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งบริษัทรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินโดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 จำนวน 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่รับรู้กำไรจากรายการดังกล่าวในงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 จำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 2 2560	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน 2561	หกเดือน 2560	% เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	301	219	139	(27)	58	520	353	47
ประเทศไทย	296	209	153	(29)	37	504	351	44
ต่างประเทศ	5	10	(14)	100	>100	16	2	>100
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	4	22	5	>100	>100	27	28	(4)
- ออสเตรเลีย	(0.3)	(2)	(13)	>(100)	85	(2)	(17)	88
- อเมริกา	(1)	(4)	(2)	>(100)	(100)	(5)	(2)	>(100)
- แอฟริกา	2	(6)	(4)	>(100)	(50)	(4)	(7)	43
ท่อขนส่งก๊าซ	64	78	63	22	24	142	106	34
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	58	(184)	18	>(100)	>(100)	(126)	110	>(100)
รวม	**423**	**113**	**220**	**(73)**	**(49)**	**536**	**569**	**(6)**

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 310 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 73 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2561 จำนวน 423 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 242 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 87 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นจากเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 184 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีผลการดำเนินงานที่ลดลง 242 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 58 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น จากผลกระทบของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการรับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงินโดยหลักจากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า ในไตรมาส 2 ปี 2561 ในขณะที่มีรับรู้ขาดทุนจากรายการดังกล่าวในไตรมาส 1 ปี 2561

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 209 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 87 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือ ร้อยละ 29 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 296 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากหลุมพัฒนาเพิ่มขึ้นจากโครงการเอส 1 ในขณะที่รายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 2 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการซอติก้า และโครงการยาดานา เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลให้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ.

ไตรมาส 2 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 113 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 107 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 49 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 220 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 202 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย และเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น 56 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 184 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีผลการดำเนินงานที่ลดลง 202 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น จากผลกระทบของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 2 ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 209 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 56 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 153 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคาค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการเอส 1 และโครงการคอนแทร็ค 4 รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ.

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 2 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ.

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 536 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 33 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 6 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยจำนวน 153 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ผลการดำเนินงานลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 236 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **ประเทศไทย**

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 504 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 153 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 44 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายนปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 351 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่มาจากหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการคอนแทร็ค 4 และโครงการเอส 1

ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซ

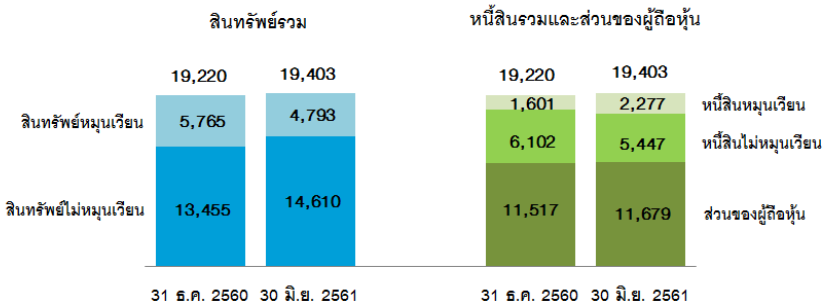
สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 ส่วนงานท่อขนส่งก๊าซมีกำไรสุทธิ 142 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 34 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 106 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ที่เพิ่มขึ้นทั้งจากปริมาณการขายและค่าผ่านท่อที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายก๊าซที่เพิ่มขึ้นของโครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. มีผลการดำเนินงานที่ลดลง 236 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 110 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น จากผลกระทบของค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลงเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินโดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2561 ในขณะที่รับรู้กำไรจากรายการดังกล่าวสำหรับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,403 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 183 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 19,220 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น และลูกหนี้บริษัทใหญ่ มีจำนวนลดลง 972 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 1,047 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช และการจ่ายชำระเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ในขณะที่ลูกหนี้บริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 54 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น 1,155 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักเป็นผลจาก ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 1,103 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,724 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 21 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 7,703 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี สิ่งตอบแทนที่จะจ่ายและคาดว่าต้องจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจ ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 676 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่มาจากสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายและคาดว่าต้องจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจเพิ่มขึ้น 498 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช

(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต หุ้นกู้ เงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 655 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากเงินกู้ยืมระยะยาวลดลง 568 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหุ้นกู้ลดลง 409 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจัดประเภทหุ้นกู้ที่จะถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปีไปอยู่ภายใต้หนี้สินหมุนเวียน ในขณะที่ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 277 ล้านดอลลาร์ สรอ.

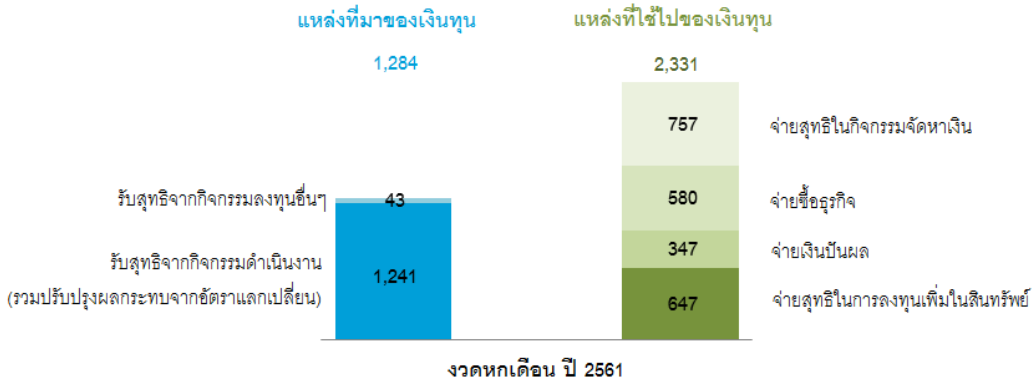
โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2561 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,679 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหนี้สินรวม 7,724 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 2,252 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 5.09 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 7.89 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่

ในไตรมาส 1 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิของบริษัทตามกำหนด จำนวน 2,500 ล้านบาท สำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการจ่ายชำระเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิก่อนกำหนด จำนวน 575 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,421 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 1,047 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 4,468 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 1,284 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 2,331 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่ม**ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่มาจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช และลงทุนในโครงการซอติก้าและโครงการเอส 1 รวมทั้ง**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมและหุ้นกู้ รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2560 จำนวน 347 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งมีการจ่ายในเดือนพฤษภาคม 2561

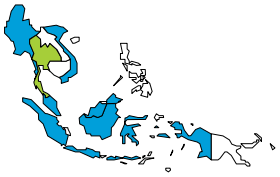
อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 2 2560	หกเดือน 2561	หกเดือน 2560
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	74.22	73.20	68.96	73.69	71.40
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	5.71	4.80	6.17	4.80	6.17
อัตรากำไรสุทธิ	14.28	11.23	16.50	11.23	16.50
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.24	0.19	0.25	0.19	0.25
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.91	0.65	0.98	0.65	0.98

หมายเหตุ:

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

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ


ประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ทวีปอเมริกา

ทวีปออสเตรเลีย

ทวีปแอฟริกา

ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2561 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมทั้งสิ้นจำนวน 40 โครงการ ใน 11 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 16 โครงการ ส่วนใหญ่เป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ทั้งในอ่าวไทยและบนบก ในไตรมาสนี้โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 233,419 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 77 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน รวมทั้งเสร็จสิ้นการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมร้อยละ 22.2222 จาก Shell เมื่อวันที่ 21 มิถุนายน 2561 โดยปัจจุบันบริษัทอยู่ในขั้นตอนการศึกษา Dataroom เพื่อประมูลแหล่งบงกชที่กำลังจะหมดอายุลง ซึ่งคาดว่าจะสามารถประกาศผลการประมูลได้ภายในปลายปี 2561 **โครงการเอส 1** ได้ทำการขุดเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตในอนาคต นอกจากนี้ **แหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร็ค 4** อยู่ระหว่างเตรียมการพัฒนา และคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการสำหรับน้ำมันดิบที่ 25,000 บาร์เรลต่อวันและก๊าซธรรมชาติที่ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 8,300 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 15 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ (เมียนมาร์) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) ประเทศมาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) ในไตรมาสนี้ โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมที่ 57,921 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 19 ของปริมาณการขายทั้งหมด

กิจกรรมที่สำคัญของ ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* อาทิ **โครงการซอติก้า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมาร์ โครงการสามารถรักษาปริมาณการผลิตได้ตามแผน รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่อง โดยได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นผลิตเฟส 1C จำนวน 1 แท่นจากทั้งหมดจำนวน 4 แท่น เพื่อคงกำลังการผลิตในอนาคต โดยในไตรมาสนี้โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 327 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 52,112 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิต ในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 20,736 บาร์เรลต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,961 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase) ส่วนใหญ่จะอยู่ในเมียนมาร์ทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 3** โดยโครงการได้เสร็จสิ้นการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และคาดว่าจะนำเสนอแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) ต่อรัฐบาลภายในไตรมาส 3 ปี 2561 รวมทั้งอยู่ระหว่างการเจรจากรอบการพัฒนาเชิงพาณิชย์กับรัฐบาลเมียนมาร์ **โครงการเมียนมาร์** MD-7 อยู่ระหว่างศึกษาโครงสร้างทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 11** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจ รวมทั้งหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ **โครงการเมียนมาร์ เอ็มโอจีอี 3** อยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม **โครงการซาราวักเอสเค 410 บี** ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลด้านธรณีวิทยาและศักยภาพทางของปิโตรเลียมเพื่อเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม โครงการได้ลงนามในสัญญา Letter of Agreement ระหว่างผู้ร่วมทุนในเรื่องราคาค่าก๊าซธรรมชาติและค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติในปี 2560 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในทวีปอเมริกา

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

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดาอยู่ในระหว่างการปรับแผนการดำเนินการให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน

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

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโกจำนวน 2 โครงการที่แล้วเสร็จการลงนามในแปลงสัมปทานเมื่อวันที่ 7 พฤษภาคม 2561 ประกอบไปด้วย **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก ด้วยสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 โดยมี PC Carigali Mexico Operations, S.A. de C.V. เป็นผู้ดำเนินการ และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ด้วยสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 16.67 โดยมี Repsol Exploración México, S.A. de C.V. เป็นผู้ดำเนินการ

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 10 แปลงสัมปทาน

สำหรับ***แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* **คือ แหล่งมอนทารา** โครงการมีปริมาณการขายเฉลี่ยในไตรมาสนี้อยู่ที่ 8,139 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับ**แหล่ง** Cash Maple ที่อยู่ใน***ระยะเวลาสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ได้เสร็จสิ้นการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการศึกษาแนวทางการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม

โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็น ***โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว*** *(Production Phase)* ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 ปี 2561 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 17,501 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาจากรัฐบาลแอลจีเรียเมื่อเดือนเมษายน 2561 โดยแผนการพัฒนาโครงการจะแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ระยะแรกมีกำลังการผลิต 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตในปี 2563 และในปี 2567 จะสามารถเริ่มผลิตระยะที่ 2 โดยจะเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก โรวูมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ซึ่ง***อยู่ระหว่างการสำรวจ*** *(Exploration Phase)* ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ความคืบหน้าที่สำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่ การก่อสร้างหมู่บ้านใหม่ (Resettlement Village) และการเตรียมพื้นที่ก่อสร้างเพื่อรองรับการดำเนินการก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก โดยปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการคัดเลือกผู้รับเหมางานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (Offshore Installation) และเจรจาราคาค่าก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (Onshore LNG Plant) ซึ่งคาดว่าจะเสร็จสิ้นในไตรมาส 3 ปี 2561 นอกจากนี้ โครงการได้ลงนามในข้อตกลงเบื้องต้นสำหรับการซื้อขาย ก๊าซธรรมชาติเหลว (Heads of Agreement หรือ HOA) เพิ่มเติมกับบริษัท โตเกียว ก๊าซ จำกัด และบริษัท เซ็นทริก้า แอลเอ็นจี จำกัด จำนวนรวม 2.6 ล้านตันต่อปี และอยู่ระหว่างการเร่งผลักดันเพื่อสรุปสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Sale and Purchase Agreement) ระยะยาวกับผู้ซื้อ รวมทั้งการเจรจาสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงินเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตระยะแรกที่ 12 ล้านตันต่อปี

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

การบริหารการลงทุน

ปตท.สผ. ยังคงดำเนินแผนกลยุทธ์ตามแนวทาง 3R ประกอบไปด้วย RESET REFOCUS และ RENEW อย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับความท้าทายของธุรกิจพลังงานในอนาคต และช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมไปถึงส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน

RESET บริษัทมุ่งเน้นการบริหารต้นทุนอย่างต่อเนื่อง โดยมีวัตถุประสงค์ให้สามารถรักษาต้นทุนที่แข่งขันได้ในอุตสาหกรรม ด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารงานและควบคุมต้นทุนการดำเนินงาน

REFOCUS เน้นการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ โดยเฉพาะในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และตะวันออกกลาง ซึ่งส่วนหนึ่งของความสำเร็จ คือ การเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมร้อยละ 22.2222 ในโครงการบงกช ส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนในโครงการบงกชเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 66.6667 และเพิ่มปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยประมาณ 35,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน นอกจากนี้ บริษัทยังแสวงหาการลงทุนใหม่ ๆ จากการเข้าซื้อกิจการ อีกทั้งมีแนวทางสำคัญที่พยายามเร่งดำเนินการเพื่อสนับสนุนการเติบโตและเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมทั้งในระยะสั้นและระยะยาว ดังนี้

- การเข้าร่วมประมูลแหล่งสัมปทานก๊าซธรรมชาติที่กำลังจะหมดอายุในอ่าวไทย 2 แหล่ง ได้แก่ แหล่งบงกชและแหล่งเอราวัณ ซึ่งบริษัทเชื่อมั่นว่าด้วยประสบการณ์ในฐานะผู้ดำเนินการในโครงการบงกชมากว่า 20 ปี จะสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องตามนโยบายของภาครัฐ
- การเร่งรัดโครงการที่รอการพัฒนาเพื่อผลักดันการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย ได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรวูมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 และแหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร็ค 4
- การเตรียมแผนการสำรวจในแหล่งสำรวจปัจจุบันของบริษัท รวมถึงมองหาโอกาสการลงทุนในแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ

RENEW ดำเนินการปรับตัวเพื่อรับมือกับความท้าทายทางธุรกิจ โดยการประเมินผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจและมองหาโอกาสต่อยอดการลงทุนจากธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ รวมถึงศึกษาโอกาสทางธุรกิจใหม่ที่มีศักยภาพ โดยล่าสุดได้จัดตั้งบริษัท อีพี-เทค เวนเจอร์ส โฮลดิ้ง จำกัด เพื่อรองรับโอกาสทางธุรกิจ ช่วยเพิ่มความคล่องตัวและขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมไปถึงส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน

อนึ่ง บริษัทได้บริหารจัดการการลงทุน (Portfolio Rationalization) ให้สอดคล้องกับกลยุทธ์ของบริษัทเพื่อเน้นการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและความเสี่ยงต่ำ โดยภายหลังรอบระยะเวลารายงานงบการเงินไตรมาส 2 ปี 2561 คณะกรรมการบริษัทฯ ได้อนุมัติการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอนทารา และได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสินทรัพย์ดังกล่าวกับบริษัท Jadestone Energy (Eagle) Pty Ltd เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2561 ด้วยมูลค่าการขายสินทรัพย์จำนวน 195 ล้านดอลลาร์ สรอ. (มูลค่า ณ วันที่ 1 มกราคม 2561) โดยมูลค่าดังกล่าวจะต้องมีการปรับเงินทุนหมุนเวียนที่เปลี่ยนแปลงไปจนกว่าการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ อีกทั้ง อาจจะมีการรับรู้มูลค่าการขายเพิ่มเติมในจำนวนไม่เกิน 160 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ การรับรู้มูลค่าเพิ่มดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับความสามารถในการผลิต ระดับราคาน้ำมันดิบ และการพัฒนาแหล่งในอนาคต บริษัทคาดว่าการซื้อขายดังกล่าวจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2561 โดยแหล่งมอนทารานั้นถือเป็นแหล่งที่ผลิตน้ำมันดิบมานานและมีต้นทุนการผลิตที่สูง โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2561 แหล่งมอนทารามีมูลค่าสินทรัพย์ทางบัญชีสุทธิ (Net Asset) รวมเงินทุนหมุนเวียนอยู่ที่ประมาณ 268 ล้านดอลลาร์ สรอ.

การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2561 บริษัทมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือประมาณ 3.4 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต่ำกว่า 0.2 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่าง ๆ การขุดเจาะสำรวจตามแผนการลงทุนและการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

นอกจากนี้ บริษัทได้ลงนามความร่วมมือเพื่อศึกษาและพัฒนาระบบการโอนเงินระหว่างประเทศ (Cross-border Payment) บนเทคโนโลยี Blockchain ร่วมกับธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการโอนเงินระหว่างประเทศของ ปตท.สผ. กับคู่ค้าและผู้ให้บริการต่าง ๆ ให้มีความรวดเร็วและลดต้นทุนในการดำเนินงาน

การบริหารต้นทุน

บริษัทบริหารต้นทุนในการดำเนินงานผ่านโครงการ SPEND SMART to Business Sustainability ด้วยแนวคิด "คิดใหม่ ทำใหม่ ให้ได้ผล" อย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการควบคุมค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามแนวทางต่าง ๆ อาทิ ลดจำนวนวันและค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม เพิ่มประสิทธิภาพการสร้างและออกแบบแท่นผลิต เจรจาเพื่อลดต้นทุนการจัดซื้อจัดจ้างอุปกรณ์และบริการต่าง ๆ ทั้งที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะจัดจ้างในอนาคต รวมถึงบริหารจัดการด้านโลจิสติกส์ เช่น การลดจำนวนเรือ การลดการสั่งซื้ออุปกรณ์การผลิตเพื่อมาเก็บไว้ เป็นต้น

ทั้งนี้ บริษัทเชื่อว่าแนวทางดังกล่าวจะช่วยให้บริษัทสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยสำหรับปี 2561 ในช่วงประมาณ 30-31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ แต่อย่างไรก็ตาม ในไตรมาส 2 ปี 2561 ต้นทุนต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ 31.51 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยหลักเป็นผลมาจากค่าเสื่อมราคาปรับตัวสูงขึ้นตามการรับรู้สินทรัพย์ที่พร้อมใช้งานโดยหลักในโครงการเอส 1 และค่าใช้จ่ายจากกิจกรรมซ่อมบำรุงตามแผนของโครงการบงกช

การพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล และร่วมเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals หรือ SDGs) ขององค์การสหประชาชาติ สะท้อนผ่านการดำเนินงานครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมในไตรมาส 2 ปี 2561 ดังต่อไปนี้

ด้านธุรกิจ ปตท.สผ. จัดสรรงบประมาณเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีประมาณร้อยละ 3 ของกำไรสุทธิในแต่ละปี โดยมีความคืบหน้าของโครงการในด้านต่าง ๆ ในไตรมาสนี้ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าเพื่อติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำที่อัดสู่ชั้นกักเก็บปิโตรเลียมในระหว่างกระบวนการผลิต ซึ่งปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการทดสอบเพื่อยืนยันผลการศึกษา
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่ โครงการลดปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งกำลังอยู่ในขั้นตอนการทดสอบอุปกรณ์ต้นแบบ และโครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยน เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า อยู่ระหว่างการศึกษาในระดับห้องปฏิบัติการเพื่อทดสอบกระบวนการต้นแบบต่อไป
- **เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการพัฒนาหุ่นยนต์ตรวจสอบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล ซึ่งอยู่ระหว่างการทดสอบอุปกรณ์ต้นแบบ และโครงการหุ่นยนต์ซ่อมแซมท่อใต้ทะเล ที่เพิ่งแล้วเสร็จการศึกษาความเป็นไปได้และกำลังดำเนินการออกแบบหุ่นยนต์ต้นแบบ

ด้านสังคม ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชนอย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการพัฒนา 4 ด้าน ได้แก่ สิ่งแวดล้อม ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา และวัฒนธรรม กิจกรรมที่สำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่ การขยายศูนย์เพาะฟักลูกปูไปยังบ้านพังสาย อำเภอสทิงพระ จังหวัดสงขลา การสร้างเขตอนุรักษ์ริมแนวชายฝั่งจังหวัดสงขลาเพื่อให้เป็นแหล่งอนุบาลสัตว์น้ำวัยอ่อน การจัดฝึกอบรมวิชาชีพแก่ชุมชนเพื่อสร้างรายได้เสริม เช่น การปูกระเบื้องและการหล่อซีเมนต์เพื่อการเกษตร รวมถึงจัดกิจกรรมตรวจภาวะเสี่ยงของโรคเบาหวานและสารพิษในร่างกายให้แก่ชุมชนในพื้นที่ผลิตร่วมกับโรงพยาบาลส่งเสริมสุขภาพตำบล นอกจากนี้ ชมรมดำน้ำ ปตท.สผ. ยังได้จัดกิจกรรมดำน้ำเก็บขยะบริเวณเกาะครกและเกาะล้าน จังหวัดชลบุรี เนื่องในวันทะเลโลก

ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัทฯ โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ในไตรมาส 2 ปี 2561 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.15 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.95 ซึ่งทั้ง LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปีฐาน 2555 สำหรับไตรมาส 2 ของปี 2561 ปตท.สผ. สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 4.9 เมื่อเทียบกับปี 2555

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

บริษัทคาดว่าแนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบในครึ่งหลังของปี 2561 จะอยู่ในช่วง 65-75 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการส่งออกน้ำมันดิบที่ลดลงอย่างต่อเนื่องของเวเนซุเอลาและอิหร่านที่ถูกมาตรการคว่ำบาตรจากสหรัฐอเมริกา ประกอบกับการผลิตน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาที่ชะลอตัวจากข้อจำกัดด้านท่อขนส่งน้ำมัน นอกจากนี้ เริ่มมีความชัดเจนมากขึ้นว่ากลุ่มประเทศโอเปกและกลุ่มนอกโอเปกจะขยายเวลาความร่วมมือในการจำกัดกำลังการผลิตออกไปถึงปี 2562 หลังจากที่ข้อตกลงเดิมจะจบในสิ้นปี 2561 เนื่องจากบริษัทน้ำมันแห่งชาติของซาอุดิอาระเบีย (Aramco) มีแผนเข้าตลาดหุ้น (IPO) ในปี 2562

ทั้งนี้ ยังคงต้องติดตามปัจจัยกดดันราคาน้ำมันดิบ โดยหลักจากประเทศในกลุ่มโอเปกนำโดยซาอุดิอาระเบียและรัสเซียที่ประกาศเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อทดแทนการผลิตที่หายไปจากลิเบีย อิหร่าน และเวเนซุเอลา รวมไปถึงการที่สหรัฐอเมริกาดำเนินนโยบายตั้งกำแพงภาษีกับประเทศต่าง ๆ โดยเฉพาะจีน ซึ่งอาจมีการตอบโต้กลับจนกลายเป็นสงครามการค้า (Trade War) และการเลือกตั้งในอิตาลีในปลายปี 2561 ที่อาจมีผลต่อการชะลอตัวทางเศรษฐกิจ

สถานการณ์ LNG

สำหรับครึ่งหลังของปี 2561 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 3 เป็น 320 ล้านตัน ในขณะที่ความต้องการใช้จะอยู่ที่ประมาณ 310 ล้านตัน อย่างไรก็ตาม คาดว่าราคาเฉลี่ยของ LNG จะปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันโลก โดยราคา Asian Spot LNG สำหรับปี 2561 ตลาดคาดการณ์ว่าจะอยู่ในช่วงราคาเฉลี่ยที่ 7.3 - 9.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก PTT PRISM, FGE และ Wood Mackenzie)

อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับหลายปัจจัยที่ต้องจับตามอง อาทิ ปัจจัยกดดันราคาจากปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ ๆ ในขณะที่ปัจจัยสนับสนุนมาจากการผลิต LNG ที่ไม่เป็นไปตามแผนและความต้องการ LNG ที่เพิ่มขึ้นกว่าคาดการณ์ โดยเฉพาะในจีนและอินเดีย รวมไปถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่าง ๆ แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะตลาด LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลหลังจากปี 2565

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

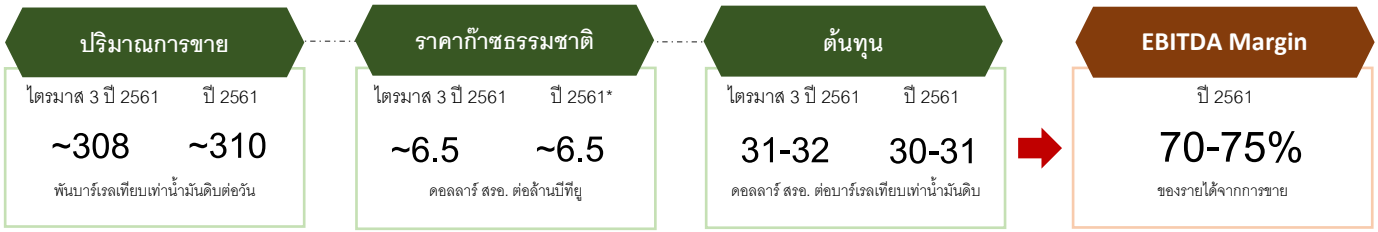
ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2561 จะขยายตัวต่อเนื่องที่ร้อยละ 4.4 โดยหลักมาจากการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศจากภาคการส่งออกและการท่องเที่ยวที่ปรับตัวตามเศรษฐกิจโลกที่ดีขึ้น การขยายตัวของรายได้ภาคเกษตรและอุตสาหกรรม การลงทุนของภาครัฐในโครงการก่อสร้างสาธารณูปโภคต่าง ๆ รวมไปถึงความชัดเจนของการลงทุนในโครงการระเบียงเศรษฐกิจตะวันออก (Eastern Economic Corridor)

สำหรับอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. คาดว่ายังคงมีความผันผวนและมีแนวโน้มอ่อนค่าลงในครึ่งหลังของปี โดยปัจจัยภายนอกที่ส่งผลให้เกิดความผันผวน ได้แก่ ความไม่แน่นอนของนโยบายการเงินการคลังของประเทศอุตสาหกรรมหลัก สงครามการค้าของชาติมหาอำนาจที่อาจกดดันการส่งออกของไทย และการเคลื่อนไหวตามสกุลเงินหลักในภูมิภาค ประกอบกับความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจยุโรปและความขัดแย้งทางการเมืองในหลายภูมิภาค อย่างไรก็ตามมีปัจจัยที่ต้องติดตามประกอบด้วย การเติบโตของเศรษฐกิจไทยและความชัดเจนในนโยบายการเลือกตั้ง ประกอบกับความเป็นไปได้ของการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารแห่งประเทศไทยในช่วงปลายปี

ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี แต่ส่วนใหญ่จะไม่มีผลต่อกระแสเงินสด สำ หรับอัตราดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นนั้น ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทเนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2561

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2561 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 และทั้งปี 2561 เป็นดังนี้



*บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของแต่ละโครงการ โดยคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 308,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน และประมาณ 310,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ โดยปริมาณการขายปรับตัวดีขึ้นเนื่องจากการรับรู้ปริมาณการขายเพิ่มเติมของโครงการบงกชที่การเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมร้อยละ 22.2222 มีผลสมบูรณ์ในปลายเดือนมิถุนายน 2561 ทั้งนี้ ประมาณการปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2561 ได้รวมปริมาณการขายจากแหล่งมอนทาราในออสเตรเลียจนกว่าสัญญาซื้อขายสัดส่วนทั้งหมดในแหล่งมอนทาราจะแล้วเสร็จ

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 6.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)

ต้นทุน

ปตท.สผ. คาดว่าต้นทุนต่อหน่วยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 จะอยู่ในช่วง 31-32 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และสำหรับทั้งปี 2561 บริษัทยังคงประมาณการต้นทุนต่อหน่อยที่ 30-31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ