

บทสรุปผู้บริหาร

ปตท.สผ. ได้ขยายการลงทุนตามแผนกลยุทธ์อย่างต่อเนื่องเพื่อเพิ่มปริมาณสำรองและปริมาณการผลิตทั้งในระยะสั้นและระยะยาว โดยส่วนหนึ่งของความสำเร็จในไตรมาส 1 ปี 2561 ได้แก่ การเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมร้อยละ 22.222 ในโครงการบงกช ซึ่งถือเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติที่สำคัญของบริษัทและของประเทศไทย เมื่อการเข้าซื้อดังกล่าวเสร็จสมบูรณ์จะช่วยเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียม กระแสเงินสดและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อปีประมาณ 35,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันให้กับบริษัทได้ทันที นอกจากนี้ บริษัทยังให้ความสำคัญกับการขยายการลงทุนในโครงการสำรวจในพื้นที่ที่มีศักยภาพ สะท้อนผ่านการชนะประมูลโครงการสำรวจน้ำลึกจำนวน 2 แปลงในเม็กซิโก โดยเป็นการเข้าร่วมทุนกับผู้ดำเนินการที่มีความเชี่ยวชาญ และโครงการสำรวจน้ำตื้นจำนวน 2 แปลงในมาเลเซียที่บริษัทเป็นผู้ดำเนินการ ซึ่งนับว่าเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมสูงและจะเป็นกุญแจสำคัญในการพัฒนาโครงการเพื่อผลิตเชิงพาณิชย์ต่อไป ทั้งนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นแสวงหาโอกาสการลงทุนเพิ่มเติม เร่งรัดพัฒนาโครงการที่อยู่ระหว่างรอการตัดสินใจขั้นสุดท้ายและเดินหน้าแผนการขุดเจาะสำรวจ พร้อมทั้งเตรียมความพร้อมในการเข้าประมูลทั้งแหล่งบงกชและแหล่งเอราวัณที่กำลังจะหมดอายุลง ซึ่งบริษัทเชื่อว่าด้วยโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งและแผนกลยุทธ์ที่ชัดเจนจะช่วยให้บริษัทเติบโตได้อย่างยั่งยืน

สำหรับผลประกอบการของ ปตท.สผ. ในไตรมาสนี้ ได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่ปรับตัวดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง ผลักดันให้ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยสูงขึ้นกว่าร้อยละ 5 จาก 41.74 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (ดอลลาร์ สหรัฐ) ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบในไตรมาส 4 ปี 2560 เป็น 44.01 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบกับความสามารถในการควบคุมค่าใช้จ่ายในการผลิต ทำให้บริษัทสามารถรักษาระดับต้นทุนการผลิตในระดับต่ำที่ 29.20 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ปริมาณการขายของบริษัทอยู่ที่ 293,099 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 313,054 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน สาเหตุหลักมาจากสถานการณ์การเรียกร้องก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่ลดลง และปริมาณการขายที่น้อยลงของแหล่งมอนทราในออสเตรเลีย ซึ่งบริษัทยังคงเน้นเพิ่มปริมาณการผลิตคอนเดนเสทเพื่อทดแทนปริมาณการขายที่ลดลง

จากผลการดำเนินงานข้างต้นส่งผลให้บริษัทมีกำไรสุทธิที่ 423 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้าที่มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยมีกำไรจากการดำเนินงานตามปกติ (Recurring Net Profit) 304 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และมีการรับรู้กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ (Non-Recurring) จำนวน 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เกิดจากกำไรและผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 138 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการที่ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. ระหว่างไตรมาส และสามารถสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงานเป็นบวกถึง 1,044 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และระดับอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) สูงถึงร้อยละ 74

บริษัทยังคงรักษาสถานะการเงินที่แข็งแกร่ง โดยมีสินทรัพย์ ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2561 จำนวน 19,745 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. มีส่วนที่เป็นเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 5,095 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,816 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 2,866 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 11,929 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 1 2560	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	1,271	1,240	1,092	(2)	14
รายได้จากการขาย	1,202	1,161	1,040	(3)	12
EBITDA	825	879	776	7	13
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	289	423	349	46	21
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้นจากการดำเนินงานต่อเนื่อง	0.07	0.10	0.09	43	11
(หน่วย: ดอลลาร์ สหรัฐ.)					
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามปกติ	240	304	211	27	44
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	49	119	138	>100	(14)

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2561

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของบริษัท ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาสแรกของปีปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากปี 2560 และมีราคาเฉลี่ยสำหรับไตรมาสนี้อยู่ที่ 63.96 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) โดยได้รับแรงสนับสนุนจากภาวะน้ำมันที่เริ่มปรับตัวเข้าสู่ภาวะสมดุลสะท้อนผ่านการปรับตัวลดลงของปริมาณสำรองน้ำมันดิบทั่วโลก อันเป็นผลมาจากการมาตรการควบคุมกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องของกลุ่มผู้ผลิตทั้งโอเปกและนอกโอเปก ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันดิบที่สูงขึ้นตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลกและการอ่อนค่าของเงินสกุลดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปี 2560 นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยบวกจากมาตรการคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์ครั้งใหม่ต่อประเทศอิหร่าน ซึ่งนำโดยสหรัฐอเมริกา

ในส่วนของบริษัทยังคงติดตามราคาน้ำมันดิบในไตรมาสนี้ ได้แก่ การผลิตของสหรัฐอเมริกาที่เพิ่มขึ้นแตะระดับสูงสุดเกิน 10 ล้านบาร์เรลต่อวัน และการเพิ่มขึ้นของกิจกรรมการขุดเจาะหลุมใหม่ของบริษัทน้ำมันทั่วโลกตามสถานการณ์ราคาน้ำมันที่ปรับตัวดีขึ้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ราคาเฉลี่ยของ Asian Spot LNG ในไตรมาส 1 ปี 2561 ยังทรงตัวอยู่ในระดับเดียวกับไตรมาสก่อนหน้า โดยเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 9.7 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อด้านบีทียู (ข้อมูลจาก Platts) ทั้งนี้ ราคา Asian Spot LNG จะผันผวนตามความต้องการ LNG ของตลาดโลก ซึ่งจะมีความต้องการใช้สูงในช่วงฤดูหนาวและปรับตัวลดลงในช่วงฤดูร้อน

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศสำหรับ 2 เดือนแรกของปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 2.17 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) เป็นผลจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยการใช้พลังงานภายในประเทศส่วนใหญ่ยังคงมาจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก อย่างไรก็ตาม พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากการพัฒนาเทคโนโลยี ส่งผลให้การใช้พลังงานรูปแบบต่างๆ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงไปถึงการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญในการตอบสนองความต้องการใช้พลังงานมากขึ้น

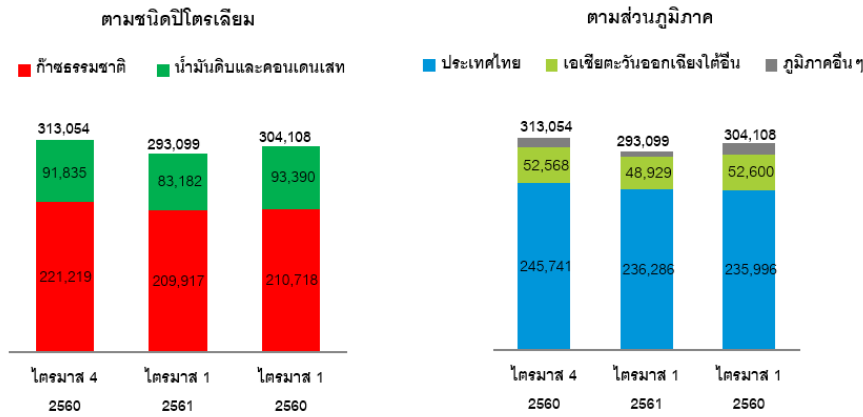
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ.

การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สม. ส่วนใหญ่ในรูปภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับไตรมาสแรกปี 2561 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. ยังคงปรับตัวแข็งค่าขึ้นต่อเนื่องจากปีก่อนหน้า ทั้งนี้ เป็นผลจากปัจจัยภายในเรื่องความแข็งแกร่งของเศรษฐกิจไทย โดยหลักจากการเติบโตในภาคส่งออกและการท่องเที่ยว สำหรับปัจจัยภายนอกมาจากความไม่แน่นอนของนโยบายการค้าและนโยบายด้านการเงินของสหรัฐอเมริกา ส่งผลให้นักลงทุนคาดว่าดอลลาร์ สหรัฐ. จะอ่อนค่าลงอย่างต่อเนื่องแม้ว่าธนาคารกลางสหรัฐอเมริกาจะปรับดอกเบี้ยนโยบายขึ้นก็ตาม ทำให้ตลาดการเงินและการเคลื่อนไหวของเงินทุนยังคงมีความผันผวนสูง โดยค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2561 ปรับตัวมาอยู่ที่ 31.23 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งแข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นปี 2560 ที่ 32.68 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. เป็นผลให้บริษัทมีการรับรู้กำไรและผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนในไตรมาสแรกของปีนี้

 ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 1 2560	%	%
(หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)				เพิ่ม(ลด)	เพิ่ม(ลด)
				QoQ	YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	41.74	44.01	38.00	5	16
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	59.31	63.96	53.03	8	21

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

ในไตรมาส 1 ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 293,099 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 313,054 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง (Low nomination) และโครงการพีทีทีอียู ออสเตรเลีย เนื่องจากจำนวนวันในการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาสนี้มากกว่าไตรมาสก่อน สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 44.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2560: 41.74 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2561 กับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 304,108 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง โดยหลักจากโครงการสินภูฮ่อม เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง (Low nomination) และโครงการพีทีทีอียู ออสเตรเลีย เนื่องจากจำนวนวันในการปิดซ่อมบำรุงในไตรมาส 1 ปี 2561 มากกว่าในไตรมาส 1 ปี 2560 ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 44.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2560: 38 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

ในไตรมาส 1 ปี 2561 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 46 เมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงจำนวน 59 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สหรัฐ. และค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลงจำนวน 28 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากปริมาณการขายที่ลดลงของโครงการพีทีทีอียู ออสตราเลเซีย นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลงจำนวน 49 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เช่นกัน ในขณะที่รายได้จากการขายลดลงจำนวน 41 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายที่ลดลง

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 1 ปี 2561 มีกำไร 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไร 49 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในช่วงไตรมาส 1 ปี 2561 แข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. มากกว่าไตรมาส 4 ปี 2560 ที่ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น 0.69 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นรวมเป็นจำนวน 84 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตาม บริษัทรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินโดยหลักจากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้าเพิ่มขึ้นจำนวน 15 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 349 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรเพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 21 โดยมีสาเหตุหลักจาก รายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 121 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามในไตรมาส 1 ปี 2561 มีขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า ในขณะที่ในไตรมาส 1 ปี 2560 มีกำไรจำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 1 ปี 2561 จำนวน 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 19 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีกำไร 138 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากไตรมาส 1 ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีกำไรจากรายการดังกล่าวในไตรมาส 1 ปี 2560 จำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตามค่าเงินบาทในไตรมาส 1 ปี 2561 แข็งค่าขึ้น 1.45 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. มากกว่าในไตรมาส 1 ปี 2560 ที่ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น 1.38 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง และกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นรวมเป็นจำนวน 33 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	ไตรมาส 4	ไตรมาส 1	ไตรมาส 1	%	%
	2560	2561	2560	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	250	301	214	20	41
ประเทศไทย	264	296	198	12	49
ต่างประเทศ	(14)	5	16	>100	(69)
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	(4)	4	23	>100	(83)
- ออสเตรเลีย	(8)	-	(4)	100	100
- อเมริกา	(3)	(1)	-	67	>(100)
- แอฟริกา	1	2	(3)	100	>100
ท่อขนส่งก๊าซ	63	64	43	2	49
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(24)	58	92	>100	(37)
รวม	289	423	349	46	21

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 46 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2560 จำนวน 289 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ จำนวน 82 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย จำนวน 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีกำไรสุทธิจำนวน 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น 82 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง ซึ่งเป็นผลของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สหรัฐ. และค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลง

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

● ประเทศไทย

ประเทศไทย มีกำไรสุทธิจำนวน 296 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 12 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากไม่มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในไตรมาส 1 ปี 2561 ในขณะที่มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจของโครงการแอล 53/43 และแอล 54/43 ในไตรมาส 4 ปี 2560 รวมทั้งรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

ไตรมาส 1 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 423 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 21 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 349 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย จำนวน 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ผลการดำเนินงานลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ จำนวน 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

● ประเทศไทย

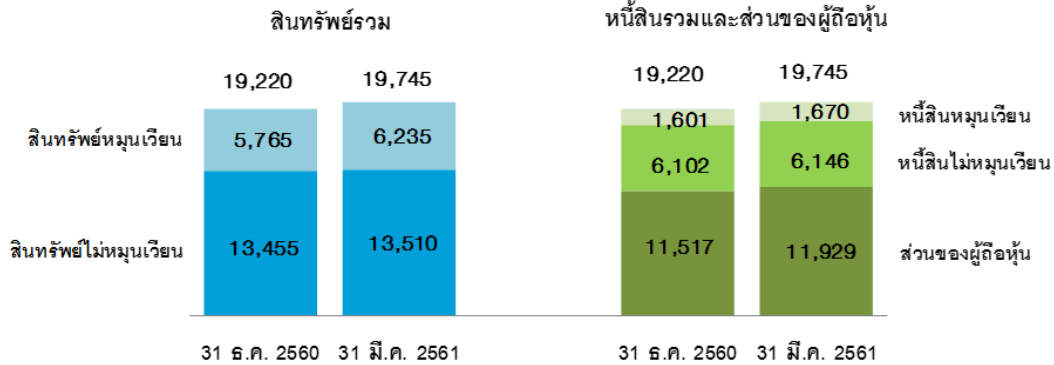
ในไตรมาส 1 ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิจำนวน 296 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 49 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 198 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นจากการเพิ่มขึ้นของกำไรสุทธิทางภาษี อันเนื่องมาจากผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีกำไรสุทธิจำนวน 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลงจำนวน 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 92 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินในไตรมาส 1 ปี 2561 โดยหลักจากสัญญาซื้อขายเงินตราต่างประเทศล่วงหน้า ในขณะที่มีกำไรจากอนุพันธ์ทางการเงินในไตรมาส 1 ปี 2560 อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง โดยหลักจากผลกระทบของค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับเงินสกุลดอลลาร์ สหรัฐ.

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,745 ล้านบาท (เทียบกับ 616,662 ล้านบาท) เพิ่มขึ้น 525 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 19,220 ล้านบาท (เทียบกับ 628,121 ล้านบาท) เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น และลูกหนี้บริษัทใหญ่ มีจำนวนเพิ่มขึ้น 470 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 627 ล้านบาท ในขณะที่ลูกหนี้บริษัทใหญ่ลดลง 159 ล้านบาท
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น 55 ล้านบาท สาเหตุหลักเป็นผลจาก 1) สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 126 ล้านบาท สินทรัพย์อนุพันธ์ทางการเงิน เพิ่มขึ้น 33 ล้านบาท 3) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นๆ เพิ่มขึ้น 29 ล้านบาท ในขณะที่ 4) ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ ลดลง 139 ล้านบาท จากการตัดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย แม้ว่าจะมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2561 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,816 ล้านบาท (เทียบกับ 244,091 ล้านบาท) เพิ่มขึ้นจำนวน 113 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 7,703 ล้านบาท (เทียบกับ 251,746 ล้านบาท) เป็นผลมาจาก

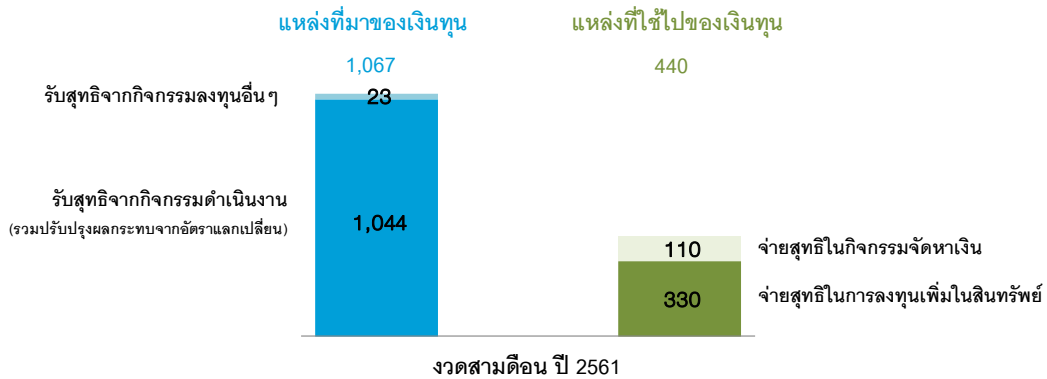
- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย หนี้กู้ยืมถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี และเจ้าหนี้การค้า โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 69 ล้านบาท ส่วนใหญ่มาจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 169 ล้านบาท ในขณะที่ หนี้กู้ยืมถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปีลดลง 76 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหนี้กู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิของบริษัท ตามกำหนด และค่าใช้จ่ายค้างจ่ายลดลง 38 ล้านบาท
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต หนี้กู้ยืม หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงิน โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 44 ล้านบาท ส่วนใหญ่จาก 1) รายได้รอการรับรู้เพิ่มขึ้น 36 ล้านบาท 2) หนี้กู้ยืมเพิ่มขึ้น 35 ล้านบาท 3) หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นๆ เพิ่มขึ้น 29 ล้านบาท ในขณะที่ 4) หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 58 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุนของบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 31 มีนาคม 2561 ประกอบด้วยส่วนทุนจำนวน 11,929 ล้านบาท และหนี้สินรวมจำนวน 7,816 ล้านบาท ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ยจำนวน 2,866 ล้านบาท โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 4.62 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 7.10 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัท อยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ที่ร้อยละ 100 สำหรับสัดส่วนของอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวอยู่ที่ร้อยละ 80 ต่อ 20 ทั้งนี้ ในไตรมาส 1 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหนี้กู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิตามกำหนดจำนวน 76 ล้านบาท (2,500 ล้านบาท)

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 5,095 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 627 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 4,468 ล้านบาท

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 1,067 ล้านบาท โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากการขายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 440 ล้านบาท โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการซอติกา และโครงการคอนแท็ค 4 รวมทั้งเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ตามกำหนดและดอกเบี้ยจ่าย

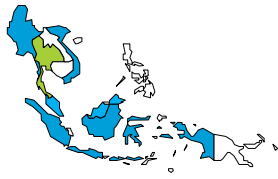
อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 2560	ไตรมาส 1 2561	ไตรมาส 1 2560
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	67.35	74.22	73.70
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	5.18	5.71	4.96
อัตรากำไรสุทธิ	13.12	14.28	12.90
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.25	0.24	0.25
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.95	0.91	0.95

หมายเหตุ:

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

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ



ประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้



ทวีปอเมริกา



ทวีปออสเตรเลีย



ทวีปแอฟริกา

ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2561 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมทั้งสิ้นจำนวน 38 โครงการ ใน 10 ประเทศ โดยมีรายละเอียดความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 16 โครงการ ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก สำหรับไตรมาสแรกของปี โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 236,286 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 80 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน และอยู่ระหว่างการเตรียมความพร้อมในการเข้าร่วมประมูลสัมปทานโครงการบงกชที่จะหมดอายุในปี 2565-2566 **โครงการเอส 1** ได้ทำการขุดเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่อง เพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตในอนาคต นอกจากนี้ **แหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแท็ค 4** ยังอยู่ระหว่างการหารือกับผู้ดำเนินการของโครงการเพื่อเตรียมการพัฒนา และคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการที่ 25,000- 30,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 15 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ (เมียนมาร์) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) มาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสแรกนี้ โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 48,929 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 17 ของปริมาณการขายทั้งหมด

กิจกรรมที่สำคัญของ **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** อาทิ **โครงการชอดิเก่า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเกาะตะมะของเมียนมาร์โครงการสามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผนและได้เสร็จสิ้นการก่อสร้างแท่นผลิตเฟส 1C จำนวน 4 แท่น รวมทั้ง ยังมีแผนการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อกำล้างการผลิตต่อไปในอนาคต โดยในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 281 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 44,929 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิต ในไตรมาสแรกของปี 2561 โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 17,330 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 4 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 890 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ส่วนใหญ่จะอยู่ในเมียนมาร์ทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 3** อยู่ระหว่างการเจรจากรอบการพัฒนาเชิงพาณิชย์กับรัฐบาลเมียนมาร์และการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) ทั้งนี้ คาดว่าจะนำเสนอแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) ต่อรัฐบาลเมียนมาร์ภายในไตรมาส 2 ปี 2561 **โครงการเมียนมาร์ MD-7** อยู่ระหว่างศึกษาโครงสร้างทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพของปิโตรเลียม **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 11** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม และมองหาผู้ร่วมทุนเพื่อลดความเสี่ยงของโครงการ **โครงการเมียนมาร์ เอ็มโอจี 3** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม **โครงการซาราวัคเอสเค 410 บี** ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลด้านธรณีวิทยาและศักยภาพทางของปิโตรเลียมและเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ **โครงการ SK417 และ โครงการ SK438** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของมาเลเซีย บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2561 และบริษัทเป็นผู้ดำเนินการในโครงการโดยมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 80 ร่วมกับบริษัท PETRONAS Carigali ที่ถือสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 รวมทั้ง **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 และจะเพิ่มกำลังการผลิตไปที่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 3 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) และสหพันธรัฐบราซิล (บราซิล) โดยโครงการทั้งสามเป็น **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** สำหรับ **โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์** ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา โดยโครงการอยู่ในระหว่างการปรับแผนการดำเนินการให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน

สำหรับในบราซิล มีโครงการร่วมทุน 2 โครงการ คือ **โครงการบารารินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ **โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ **โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย** ซึ่งตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 12 แปลงสัมปทาน

สำหรับ**แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** คือ **แหล่งมอนทารา** โดยในไตรมาส 1 ปี 2561 โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันอยู่ที่ 6,131 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับ**แหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน**ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)** นั้น โครงการได้เสร็จสิ้นการศึกษาค่าวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม

โครงการในแอฟริกา

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

สำหรับ**โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ปตท.สผ. ได้ดำเนินการผลิตน้ำมันดิบตามแผนจาก**โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี** ซึ่งตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2561 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 17,344 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับ**โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ปตท.สผ. ได้ดำเนินการสำรวจใน**โครงการแอลจีเรีย ฮาสติเบอร์ ราเคซ** ซึ่งตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โดยโครงการได้นำส่งแผนพัฒนาเพื่อขออนุมัติพื้นที่ในการพัฒนาต่อรัฐบาลแอลจีเรียในเดือนธันวาคม 2560 และอยู่ระหว่างรอการพิจารณาอนุมัติ ซึ่งคาดว่าโครงการจะมีกำลังการผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ในเฟสแรก ที่อัตรา 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2562 และหลังจากนั้นจะพิจารณาการลงทุนเพิ่มเติมเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตรวมเป็น 50,000 บาร์เรลต่อวัน **โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน** ซึ่งเป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โดยความคืบหน้าที่สำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่ การอนุมัติแผนการพัฒนา (Plan of Development หรือ POD) ในแหล่ง Golfinho-Atum จากรัฐบาลโมซัมบิก รวมทั้งอยู่ระหว่างดำเนินการเคลื่อนย้ายชุมชนออกจากพื้นที่ก่อสร้างโครงการ (Resettlement) และเตรียมพื้นที่ก่อสร้างโครงการเพื่อรองรับการดำเนินการก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก นอกจากนี้ โครงการได้ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Sale and Purchase Agreement) กับ บริษัท EDF ของประเทศฝรั่งเศส จำนวน 1.2 ล้านตันต่อปี และเร่งผลักดันการเจรจาสัญญาซื้อขาย LNG ระยะยาวกับผู้ซื้อเพิ่มเติม รวมทั้งการเจรจาสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงินเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision) ต่อไป โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตระยะแรกที่ 12 ล้านตันต่อปี

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

การบริหารการลงทุน

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

RESET บริษัทประสบความสำเร็จในการปรับฐานต้นทุนการผลิต โดยในช่วงที่ผ่านมา บริษัทสามารถลดต้นทุนการผลิตต่อหน่วยลงกว่าร้อยละ 30 และยังคงมุ่งเน้นการบริหารต้นทุนอย่างต่อเนื่อง โดยมีวัตถุประสงค์ให้สามารถรักษาต้นทุนที่แข่งขันได้ในอุตสาหกรรม ด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพในการบริหารงานและควบคุมต้นทุนการดำเนินงาน

REFOCUS เน้นการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ โดยเฉพาะในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และตะวันออกกลาง ซึ่งส่วนหนึ่งของความสำเร็จ คือ การเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมร้อยละ 22.2222 ในโครงการบงกช นอกจากนี้ เพื่อรองรับการเติบโตและเพิ่มปริมาณสำรวจปิโตรเลียมทั้งในระยะสั้นและระยะยาว บริษัทมุ่งแสวงหาการลงทุนใหม่ๆ ทั้งจากการเข้าซื้อกิจการ รวมไปถึงแนวทางสำคัญที่พยายามเร่งดำเนินการ ดังนี้

- การเตรียมความพร้อมในการเข้าร่วมประมูลแหล่งสัมปทานก๊าซธรรมชาติที่กำลังจะหมดอายุในอ่าวไทย 2 แหล่ง ได้แก่ แหล่งบงกชและแหล่งเอราวัณ ซึ่งบริษัทเชื่อมั่นว่าด้วยประสบการณ์ในฐานะผู้ดำเนินการในโครงการบงกชมากกว่า 20 ปี จะสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่องตามนโยบายของภาครัฐ
- การเร่งรัดโครงการที่รอการพัฒนาที่สำคัญเพื่อผลักดันการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย ได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน โครงการแอลจีเรีย ฮาสตี เบอร์ ราเคช โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 และแหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร์ค 4
- การเตรียมแผนการสำรวจในแหล่งสำรวจปัจจุบันของบริษัทโดยเฉพาะในประเทศไทย เมียนมาร์ และมาเลเซีย รวมถึงมองหาโอกาสการลงทุนในแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ โดยล่าสุดบริษัทเพิ่งประกาศการเข้าลงทุนร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญในแหล่งสำรวจน้ำลึกของเม็กซิโกและแหล่งสำรวจน้ำตื้นของมาเลเซีย

RENEW ปรับตัวเพื่อรับมือกับความท้าทายทางธุรกิจ ผ่านการปรับโครงสร้างองค์กรเพื่อให้เห็นภาระหน้าที่ของหน่วยงานที่ชัดเจน และนำเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้ทั่วทั้งองค์กร รวมทั้งประเมินผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงทางธุรกิจและมองหาโอกาสต่อยอดการลงทุนจากธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ รวมถึงศึกษาโอกาสทางธุรกิจใหม่ที่มีศักยภาพ อาทิ ธุรกิจต่อเนื่องด้านการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบธุรกิจปิโตรเลียม การลงทุนในธุรกิจก๊าซธรรมชาติครบวงจร (Gas Value Chain) และศึกษาโอกาสการลงทุนในธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทางเลือก

การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาสแรกของปี 2561 บริษัทสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือประมาณ 5.1 พันล้านดอลลาร์ สหรัฐ และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต่ำกว่า 0.3 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่างๆ การขุดเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

อนึ่ง บริษัทได้ประเมินสถานะตลาดการเงินโลกรวมถึงแผนการใช้จ่ายเงินของบริษัท และได้พิจารณาคืนเงินกู้ก่อนครบกำหนดจำนวน 575 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในเดือนเมษายน 2561 ซึ่งจะช่วยลดภาระดอกเบี้ยของบริษัท

การบริหารต้นทุน

บริษัทบริหารต้นทุนในการดำเนินงานผ่านโครงการ SPEND SMART to Business Sustainability ด้วยแนวคิด “คิดใหม่ ทำใหม่ ให้ได้ผล” อย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการควบคุมค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามแนวทางต่างๆ อาทิ ลดจำนวนวันและค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม เพิ่มประสิทธิภาพการสร้างและออกแบบแท่นผลิต เจาะเพื่อลดต้นทุนการจัดซื้อจัดจ้างอุปกรณ์และบริการต่างๆ ทั้งที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะจัดจ้างในอนาคต รวมถึงบริหารจัดการด้านโลจิสติกส์ เช่น การลดจำนวนเรือ การลดการสั่งซื้ออุปกรณ์การผลิตเพื่อมาเก็บไว้ เป็นต้น ส่งผลให้ในไตรมาส 1 ของปี 2561 บริษัทสามารถควบคุมต้นทุนต่อหน่วยให้ที่อยู่ที่ 29.20 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

การพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล และร่วมเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals หรือ SDGs) ขององค์การสหประชาชาติ สะท้อนให้เห็นผ่านการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 1 ปี 2561 ซึ่งครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม ดังต่อไปนี้

ด้านธุรกิจ ในปี 2561 ปตท.สผ. จัดสรรงบประมาณเพื่อการพัฒนาเทคโนโลยี 14 ล้านดอลลาร์ สรอ. คิดเป็นร้อยละ 2.4 ของกำไรสุทธิปี 2560 โดยยังคงมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี 4 ด้านหลัก และมีโครงการที่สำคัญที่อยู่ระหว่างการดำเนินการในไตรมาส 1 ปี 2561 ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มความสำเร็จในการสำรวจปิโตรเลียม** ได้แก่ การวัดคลื่นไหวสะเทือนระหว่างการขุดเจาะ และแบบจำลองโครงสร้างทางธรณีวิทยาที่ควบคุมด้วยระบบคอมพิวเตอร์
- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มความสามารถในการผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการพัฒนาโปรแกรมจัดการวางแผนหลุมผลิตก๊าซด้วยหลักการกำหนดการเชิงเส้น โดยได้เริ่มใช้งานจริงในแหล่งบงกช อาทิตย์ และซอติกา
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่ การลดปริมาณการใช้น้ำมันดีเซลในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม และการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศ รวมถึงการต่อยอดผลิตภัณฑ์จากคาร์บอนไดออกไซด์
- **เทคโนโลยีเพื่อต่อยอดจากธุรกิจปิโตรเลียม** ได้แก่ การพัฒนาเทคโนโลยีหุ่นยนต์ เช่น หุ่นยนต์เคลื่อนที่ได้น้ำอัดโนมิติ และหุ่นยนต์ตรวจสอบภายในท่อ รวมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลและกระบวนการรีโอดอนตามมาตรฐานสากลโดยไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ด้านสังคม ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชนอย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการพัฒนา 4 ด้าน ได้แก่ ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา สิ่งแวดล้อม และวัฒนธรรม กิจกรรมที่สำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่ การจัดอบรมด้านธุรกิจการเกษตรให้แก่ตัวแทนของ 3 โรงเรียนภายใต้โครงการพัฒนาคุณภาพชีวิตและรายได้โดยมีโรงเรียนเป็นศูนย์กลาง (School-BIRD) การขยายโครงการขยะสู่พลังงานไปที่โรงเรียนวัดไผ่ม่วง จังหวัดสุพรรณบุรี การสนับสนุนสมาคมกีฬาแข่งเรือใบแห่งประเทศไทย ในการพัฒนาศักยภาพนักกีฬาเรือใบ และการจัดฝึกอบรมเครือข่ายราษฎรพิทักษ์ป่ารักษาสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นกิจกรรมต่อยอดโครงการปลูกป่าลดภาวะโลกร้อนที่จังหวัดแม่ฮ่องสอนและจังหวัดแพร่

ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัทโดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด โดยในไตรมาส 1 ปี 2561 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.14 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.85 ซึ่งทั้ง LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) และมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปีฐาน 2555

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

บริษัทคาดว่าแนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 2 ปี 2561 จะอยู่ในช่วง 60-70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แม้ว่าจะได้รับแรงกดดันจากการผลิตของสหรัฐอเมริกาที่สูงกว่าระดับ 10 ล้านบาร์เรลต่อวัน แต่อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบคาดว่าจะได้แรงสนับสนุนจากความพยายามในการลดกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปกและนอกโอเปกให้เป็นไปตามเป้าหมาย ทั้งนี้ มีการคาดการณ์ว่ากลุ่มประเทศโอเปกและกลุ่มนอกโอเปกจะขยายเวลาความร่วมมือออกไปหลังจากที่ข้อตกลงเดิมจะจบในสิ้นปี 2561 เนื่องจากบริษัทน้ำมันแห่งชาติของซาอุดีอาระเบีย (Aramco) จะเลื่อนแผนการเข้าตลาดหุ้น (IPO) เป็นปี 2562 ซึ่งจะเห็นความชัดเจนในการประชุมใหญ่ของกลุ่มโอเปกในเดือนมิถุนายนนี้ และกำลังการผลิตของเวเนซุเอลาที่ลดลงอย่างต่อเนื่องจากปัญหาวิกฤตด้านเศรษฐกิจที่ยังไม่ได้รับการแก้ไข ประกอบกับข่าวการเจรจาระหว่างซาอุดีอาระเบียและรัสเซียในการทำข้อตกลงลดกำลังการผลิตระยะยาว (10-20 ปี) ข่าวการคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์ของอิหร่านซึ่งนำโดยสหรัฐอเมริกา และการโจมตีซีเรียจากกลุ่มพันธมิตร เหตุการณ์เหล่านี้เป็นปัจจัยสนับสนุนให้ราคาน้ำมันดิบทั่วโลกปรับตัวสูงขึ้น

ทั้งนี้ ยังคงต้องติดตามปัจจัยกดดันราคาน้ำมันดิบ โดยหลักจากนโยบายด้านการเงินและการค้าจากสหรัฐอเมริกา เช่น การขึ้นอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) รวมถึงการตั้งกำแพงภาษีกับประเทศต่างๆ โดยเฉพาะจีน ซึ่งอาจมีการตอบโต้กลับจนกลายเป็นสงครามการค้า (Trade War) และจะส่งผลกระทบต่อตลาดหุ้นและการเจริญเติบโตของเศรษฐกิจ

สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2561 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 3 เป็น 320 ล้านตัน ในขณะที่ความต้องการใช้จะอยู่ที่ประมาณ 310 ล้านตัน ส่งผลให้ราคา LNG ยังทรงตัวเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา สำหรับราคา Asian Spot LNG สำหรับปี 2561 ตลาดคาดการณ์ว่าจะอยู่ในช่วงราคาเฉลี่ยที่ 6.5 – 7.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก IHS Wood Mckenzie PIRA และ FGE) อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับการผลิตปัจจัยที่ต้องจับตามอง อาทิ ปัจจัยกดดันราคาจากปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ๆ และปัจจัยสนับสนุนจากกรณีการผลิต LNG ไม่เป็นไปตามแผนและความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าคาดการณ์ในตลาดเอเชียโดยเฉพาะประเทศจีนและอินเดีย รวมไปถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่างๆ แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะตลาด LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลหลังจากปี 2565

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

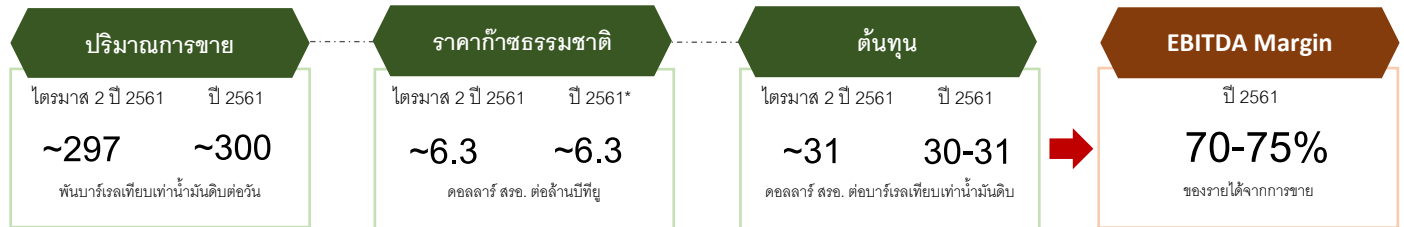
ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2561 จะสามารถขยายตัวได้ประมาณร้อยละ 4.1 โดยปัจจัยหลักที่ผลักดันการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศมาจากการขยายตัวของภาคการส่งออก และการท่องเที่ยวตามเศรษฐกิจโลกที่ปรับตัวดีขึ้น การใช้จ่ายและการบริโภคของภาคเอกชนที่เริ่มฟื้นตัวต่อเนื่องจากปีก่อน และการลงทุนต่อเนื่องในโครงการก่อสร้างสาธารณูปโภคต่างๆ ของภาครัฐ

สำหรับอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ยังคงมีความไม่แน่นอนและผันผวนต่อเนื่อง และเงินบาทยังคงมีแนวโน้มแข็งค่าจากการเติบโตของเศรษฐกิจในประเทศ ความไม่แน่นอนของเศรษฐกิจโลกและการเคลื่อนไหวตามสกุลเงินหลักในภูมิภาค โดยมีปัจจัยหลัก ได้แก่ นโยบายปฏิรูประบบภาษีของสหรัฐอเมริกาที่มีการประกาศแล้ว นโยบายการค้าของสหรัฐอเมริกาที่กำลังอยู่ระหว่างเจรจากับประเทศคู่ค้าต่างๆ ที่ได้ดูแลการค้า เช่น จีน และมาตรการขึ้นภาษีสินค้านำเข้าบางชนิด เช่น เหล็ก และ อลูมิเนียม ซึ่งจะส่งผลเป็นลูกโซ่ต่อระบบการค้าโลก สำหรับยุโรป ทิศทางนโยบายทางการเงินของธนาคารกลางยุโรปเริ่มมีการมองหาจุดสิ้นสุดของมาตรการผ่อนคลายทางการเงิน เนื่องจากเศรษฐกิจเริ่มมีสัญญาณฟื้นตัวแล้ว ประมาณการค่าเงินบาทในปี 2561 อยู่ที่ระดับ 31.30 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. (ข้อมูลจาก Bloomberg)

ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี แต่ส่วนใหญ่จะไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสด สำหรับอัตราดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นนั้น บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัท เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2561

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2561 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการสำหรับปี 2561 เป็นดังนี้



*บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 63 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของโครงการในประเทศไทย โดยคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 297,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน และประมาณ 300,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2561 และทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 6.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 63 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)

ต้นทุน

ปตท.สผ. คาดว่าต้นทุนต่อหน่วยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 จะปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ประมาณ 31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และสำหรับทั้งปี 2561 จะอยู่ในช่วง 30-31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ