

บทสรุปผู้บริหาร

ตั้งแต่ต้นปีที่ผ่านมา ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จในการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ตามกลยุทธ์ EXPAND ที่มุ่งเน้นการลงทุนในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Coming Home Strategy) และการลงทุนในภูมิภาคตะวันออกกลาง ร่วมกับพันธมิตรที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยในครึ่งปีหลัง แผนงานโดยหลักจะมุ่งเน้นกลยุทธ์ด้าน Execution เพื่อให้เป็นไปตามแผนในช่วงเปลี่ยนสิทธิการดำเนินงานโครงการที่ได้มา อาทิ โครงการของบริษัท Murphy ในประเทศมาเลเซีย ซึ่งการเข้าซื้อบริษัทดังกล่าวได้เสร็จสิ้นและมีผลสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคมที่ผ่านมา การดำเนินงานตามแผนการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ (Transition of Operations) ของโครงการ G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และโครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) ซึ่งขณะนี้ได้ลงนามในสัญญาเช่าพื้นที่เบื้องต้นกับผู้รับสัมปทานปัจจุบัน และเริ่มเข้าสำรวจพื้นที่ (Site Survey) เพื่อเตรียมการติดตั้งแท่นผลิตเพื่อให้มั่นใจว่าจะสามารถดำเนินการผลิตได้อย่างต่อเนื่องหลังจากสัมปทานของทั้งสองแหล่งหมดอายุลงในปี 2565 และ 2566 นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังอยู่ในระหว่างการเตรียมการเปลี่ยนสิทธิการบริหารงานของบริษัท Partex ซึ่ง ปตท.สผ. ได้เข้าซื้อกิจการฯ เมื่อไตรมาสสองที่ผ่านมา เพื่อขยายการลงทุนไปยังภูมิภาคตะวันออกกลางโดยพื้นที่หลักคือประเทศโอมานและประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) ซึ่งคาดว่าจะการเข้าซื้อดังกล่าวจะมีผลสมบูรณ์ภายในสิ้นปีนี้

ปตท.สผ. ยังคงให้ความสำคัญในเรื่องของการสำรวจปิโตรเลียมเพื่อเพิ่มปริมาณสำรองในระยะยาว โดยบริษัทฯ อยู่ระหว่างการวางแผนเจาะหลุมประเมินผลในโครงการซาราวักเอสเค 410 ปี หลังจากค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่จากหลุมสำรวจหลุมแรกในเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติม ควบคู่ไปกับการศึกษาแผนพัฒนาโครงการฯ สำหรับโครงการสำรวจพื้นที่ใกล้เคียงอื่น ๆ ในประเทศมาเลเซีย ปตท.สผ. มีแผนที่จะเร่งดำเนินการเจาะสำรวจในระหว่างปี 2563-2564 เพื่อประเมินศักยภาพของพื้นที่โดยรวมและกำหนดกลยุทธ์การพัฒนาต่อไป

สำหรับความเสี่ยงต่อราคาขายก๊าซธรรมชาติของปตท.สผ. จากการที่องค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organisation หรือ IMO) มีมติให้จำกัดปริมาณซัลเฟอร์ (Sulphur) ในน้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการขนส่งทางเรือ ในปี 2563 (IMO 2020) ซึ่งคาดว่าจะส่งผลให้ราคาน้ำมันเตา (Fuel Oil) ปรับตัวลดลงตามไปด้วยนั้น ปตท.สผ. คาดว่าผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าวจะไม่รุนแรง เนื่องจากโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ผูกกับราคาน้ำมันเตาเพียงส่วนหนึ่ง และอ้างอิงกับราคาน้ำมันฯ คำนวณย้อนหลังเฉลี่ย 6-24 เดือน ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจึงไม่ได้รับผลกระทบจาก IMO2020 โดยทันที อย่างไรก็ตาม ปตท.สผ. ได้เข้าทำประกันความเสี่ยงเพื่อลดความผันผวนของราคาน้ำมันเตาในส่วนที่จะได้รับผลกระทบบางส่วน นอกจากนี้ตั้งแต่ปี 2565 เป็นต้นไป บริษัทฯ คาดว่าผลกระทบจาก IMO นี้จะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของโครงการ G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และโครงการ G2/61 (แหล่งบงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) อ้างอิงกับราคาน้ำมันดิบดูไบแทนราคาน้ำมันเตา

ในส่วนของการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development) บริษัทฯ มุ่งเน้นและให้ความสำคัญเป็นอย่างมาก โดยในไตรมาสที่ผ่านมา บริษัทฯ ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกในกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Indices (DJSI) ระดับโลกในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (World Oil and Gas Upstream & Integrated Industry) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 พร้อมทั้งได้รับคะแนนประเมินสูงสุด หรือ Industry Leader ในกลุ่มธุรกิจประเภทเดียวกัน เป็นครั้งที่ 2

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 3 ปี 2562 บริษัทฯ มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวลดลงร้อยละ 17 เมื่อเทียบกับในไตรมาสก่อนหน้าที่ 433 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยของบริษัทที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันในตลาดโลก และต้นทุนต่อหน่วยที่ปรับเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 32 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งโดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจที่ปรับสูงขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในประเทศเมียนมา อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ มีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานในเก้าเดือนแรกของปีจำนวนรวมทั้งสิ้น 2,407 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้สามารถรักษ้อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 70 ในส่วนของสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2562 บริษัทฯ มีเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 2,093 ล้านดอลลาร์ สรอ. อัตรากำไรส่วนหนึ่งสิ้นต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.18 เท่า

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 พ.ศ. 2562	ไตรมาส 3 พ.ศ. 2562	ไตรมาส 3 พ.ศ. 2561	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน พ.ศ. 2562	เก้าเดือน พ.ศ. 2561	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,573	1,593	1,398	1	14	4,572	3,960	15
รายได้จากการขาย	1,469	1,494	1,338	2	12	4,291	3,792	13
EBITDA	1,087	1,054	992	(3)	6	3,166	2,836	12
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	433	358	315	(17)	14	1,185	851	39
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.10	0.09	0.07	(10)	29	0.29	0.20	45
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	389	303	292	(22)	4	1,066	932	14
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	44	55	23	25	>100	119	(81)	>100

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2562

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 3 ปี 2562 ปรับตัวลงจากไตรมาสที่ผ่านมา โดยราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 61.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) จากความกังวลที่เศรษฐกิจโลกมีความเสี่ยงเข้าสู่ภาวะเศรษฐกิจถดถอย (Recessions) เนื่องจากตัวเลขเศรษฐกิจโดยรวมของโลก โดยเฉพาะสหรัฐอเมริกา (สหรัฐฯ) จีน และกลุ่มประเทศในยุโรป ยังคงอ่อนแอ ตัวเลขภาคการผลิตและการค้าระหว่างประเทศมีการปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยในหลายประเทศ อาทิ เยอรมนี สหราชอาณาจักร สิงคโปร์ เริ่มมีการประกาศตัวเลขการเติบโตของ GDP ติดลบ จึงส่งผลกระทบต่ออุปสงค์น้ำมันอาจถูกปรับประมาณการลงอีก หากภาวะเศรษฐกิจยังไม่ดีขึ้น อย่างไรก็ตามในด้านอุปทาน มีปัจจัยบวกหลายประการ ได้แก่ ความไม่สงบในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะเหตุโจมตีซาอุดีอาระเบียในวันที่ 14 กันยายนที่ผ่านมา ทำให้การหยุดผลิตน้ำมันประมาณ 5% ของโลก ในระยะเวลาหนึ่ง สะท้อนถึงความเสี่ยงที่อุปทานจะหยุดชะงักเพิ่มขึ้น นอกจากนี้การผลิต Shale Oil ในสหรัฐฯเริ่มมีสัญญาณว่าจะเติบโตน้อยกว่าคาด เนื่องจากบริษัทน้ำมันระมัดระวังการลงทุนมากขึ้นจากภาวะเศรษฐกิจ รวมถึงกลุ่ม OPEC+ ยังคงร่วมมือกันลดปริมาณการผลิตน้ำมันอย่างต่อเนื่องที่ 1.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากปัจจัยข้างต้นทำให้ภาพรวมของอุปทานตึงตัวมากขึ้น

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 3 ปี 2562 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวลดลงจากไตรมาส 2 มาอยู่ที่ 4.69 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านปียู ซึ่งได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลง อีกทั้ง ด้านอุปทาน LNG ยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดจากโครงการใหม่ ๆ ที่ได้รับการอนุมัติก่อสร้างไปในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา ทำให้คาดว่าจะมีกำลังการผลิตใหม่เพิ่มขึ้นเข้าสู่ตลาดโลกประมาณ 45 ล้านตันจากปีที่แล้ว โดยหลักมาจากโครงการ LNG ในสหรัฐฯและรัสเซีย นอกจากนี้ ราคายังได้รับแรงกดดันจากการสะสมสินค้าคงคลังที่มีปริมาณสูงของประเทศในเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 7 เดือนแรกของปี 2562 อยู่ที่ประมาณ 2.20 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวันปรับตัวขึ้นร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) โดยปัจจัยหลักมาจากการลงทุนในสิ่งก่อสร้างจากภาครัฐที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ภาคการผลิตปรับตัวลดลง โดยการใช้พลังงานจากน้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ และลิกไนต์เพิ่มขึ้น ขณะที่การใช้พลังงานจากถ่านหิน พลังน้ำ และไฟฟ้านำเข้าปรับตัวลดลง

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

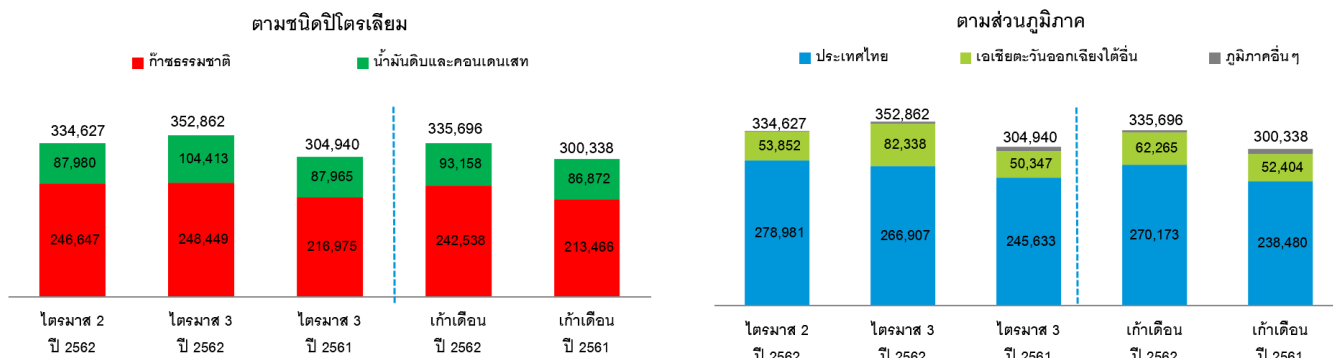
ในไตรมาส 3 ปี 2562 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีความผันผวนน้อยลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า โดยในช่วงต้นไตรมาสได้อ่อนค่าลงหลังจากธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ประกาศลดดอกเบี้ยนโยบายลงร้อยละ 0.25 ก่อนจะปรับตัวแข็งค่าขึ้นอย่างต่อเนื่อง และปิดที่ 30.59 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. โดยแข็งค่าขึ้น ประมาณร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับระดับ 30.74 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นไตรมาส 2 โดยปัจจัยสนับสนุนให้เงินบาทแข็งค่าขึ้นมาจากเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว การอ่อนค่าลงของเงินสกุลดอลลาร์เทียบกับสกุลเงินหลักเนื่องจากความกังวลต่อสถานการณ์สงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯ กับจีนที่ยังคงยืดเยื้อ ส่งผลให้เกิดการเคลื่อนย้ายของเงินทุน จากการปรับลดการถือครองสินทรัพย์เสี่ยงมาลงทุนในแหล่งสินทรัพย์ที่ปลอดภัย ซึ่งรวมถึงประเทศไทยด้วย โดยตลาดเห็นความโดดเด่นของการเกินดุลบัญชีเดินสะพัดอย่างต่อเนื่อง และระดับเงินสำรองต่างประเทศของไทยที่ยังอยู่ในระดับสูงเทียบกับประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาค

สำหรับผลประกอบการของ ปตท.สผ. การเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี อย่างไรก็ตามในเดือนเมษายน 2562 มีการแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ทำให้บริษัทสามารถคำนวณและยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานเมื่อได้รับการอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร ซึ่งจะทำให้ผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยนในส่วนนี้ลดลง โดยตั้งแต่ไตรมาส 2 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้เปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี ตามที่ได้รับการอนุมัติภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมแล้ว สำหรับบริษัทอื่นในกลุ่มยังคงคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินบาท จนกว่าจะได้รับการอนุมัติจากกรมสรรพากร จึงจะยังคงได้รับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวแต่ในสัดส่วนที่ลดลง

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบ	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 3	%	%	เก้าเดือน	เก้าเดือน	%
	ปี 2562	ปี 2562	ปี 2561	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	ปี 2562	ปี 2561	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (BOE)	48.26	46.03	47.67	(5)	(3)	46.83	46.25	1
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (BOE)	65.25	58.77	69.92	(10)	(16)	60.82	67.85	(10)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (MMBTU)	7.03	6.78	6.44	(4)	5	6.91	6.24	11
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบ (BBL)	67.55	61.26	74.22	(9)	(17)	64.02	70.10	(9)

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

ในไตรมาส 3 ปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 352,862 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 334,627 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation (Murphy) สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้ลดลงเป็น 46.03 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2562: 48.26 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2562 กับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 304,940 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation (Murphy) และโครงการบงกช สำหรับราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 46.03 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561: 47.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 เปรียบเทียบกับ ปี 2561

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของ ปี 2561 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 335,696 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561: 300,338 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการบงกชซึ่งปริมาณขายเพิ่มขึ้นจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มและโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation (Murphy) สำหรับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 46.83 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561: 46.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

ในไตรมาส 3 ปี 2562 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 75 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 17 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 433 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ลดลง 86 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไร 389 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยลดลง แม้ว่าปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น ซึ่งโดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น เนื่องจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน และค่าเสื่อมราคา ค่าสต็อกสินค้า และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 11 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไร 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน ในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ไตรมาส 2 ปี 2562 รับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงิน 8 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 13 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2562 แข็งค่าขึ้นเพียง 0.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ในไตรมาส 2 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 1.07 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ, แม้ว่ามีการกลับรายการ (reverse) ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับ Functional Currency ที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อนเฉพาะส่วนของบริษัทปตท.สผ. จำนวน 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในไตรมาส 2 ปี 2562 ตามประกาศพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม(ฉบับที่ 9) ปี 2562 ในเดือนเมษายน ปี 2562

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรเพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, หรือร้อยละ 14

กำไรจากการดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 11 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไร 292 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 156 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, จากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 40 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจจำนวน 3 หลุม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 29 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, โดยหลักจากค่าใช้จ่ายเกี่ยวเนื่องกับพนักงานเพิ่มขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไร 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากอนุพันธ์ทางการเงิน ในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทรา) 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, และมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในไตรมาส 3 ปี 2562 จำนวน 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, ในขณะที่ ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ, เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2562 แข็งค่าขึ้นน้อยกว่าในไตรมาส 3 ปี 2561 (ไตรมาส 3 ปี 2562: แข็งค่าขึ้น 0.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.; ไตรมาส 3 ปี 2561: แข็งค่าขึ้น 0.76 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 เปรียบเทียบกับ ปี 2561

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 1,185 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 334 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 39 เมื่อเทียบกับผลการดำเนินงานสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 851 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 1,066 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 จำนวน 1,066 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีกำไร 932 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 499 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 190 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มของโครงการบงกช ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น 66 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากค่าธรรมเนียมวิชาชีพและค่าที่ปรึกษาเพิ่มขึ้น และการรับรู้ค่าชดเชยเพิ่มเติมกรณีจ่ายจ้างเลิกจ้าง สำหรับลูกจ้างซึ่งทำงานติดต่อกันครบ 20 ปีขึ้นไป ตามพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงานฉบับใหม่ ที่มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 5 พฤษภาคม ปี 2562 นอกจากนี้ ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 63 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 จำนวน 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 200 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีขาดทุน 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 1.86 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. มากกว่างวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้น 0.27 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 จำนวน 79 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 รับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 11 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 142 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับการกลับรายการ (reverse) ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับ Functional Currency ที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อน เฉพาะส่วนของบริษัทปตท.สผ. จำนวน 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามประกาศพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) พ.ศ. 2562 ในเดือนเมษายน ปี 2562 นอกจากนี้ ในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 ไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทาวา) ซึ่งมีการรับรู้รายการดังกล่าวในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 จำนวน 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	ไตรมาส 2 ปี 2562	ไตรมาส 3 ปี 2562	ไตรมาส 3 ปี 2561	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2562	เก้าเดือน ปี 2561	% เพิ่ม(ลด) YTD
(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐ)								
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	311	292	205	(6)	42	947	725	31
ประเทศไทย	285	298	266	5	12	892	770	16
ต่างประเทศ	26	(6)	(61)	>(100)	90	55	(45)	>100
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	24	4	14	(83)	(71)	64	41	56
- ออสเตรเลีย	(3)	(7)	(60)	>(100)	88	(13)	(62)	79
- อเมริกา	(3)	(3)	(17)	-	82	(9)	(22)	59
- แอฟริกา	13	4	2	(69)	100	22	(2)	>100
- อื่นๆ	(5)	(4)	-	20	(100)	(9)	-	(100)
ท่อขนส่งก๊าซ	80	72	82	(10)	(12)	229	224	2
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	42	(6)	28	>(100)	>(100)	9	(98)	>100
รวม	433	358	315	(17)	14	1,185	851	39

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 75 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 17 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 433 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 48 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 42 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 0.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. น้อยกว่าในไตรมาส 2 ปี 2562 ที่แข็งค่าขึ้น 1.07 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 3 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 83 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ

ไตรมาส 3 ปี 2562 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 14 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 53 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และในประเทศไทย 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 3 ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 53 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 88 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทรา)

- ประเทศไทย

ในไตรมาส 3 ปี 2562 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 298 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 12 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นโดยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น เนื่องจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 0.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. น้อยกว่าในไตรมาส 3 ปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้น 0.76 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 28 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนในไตรมาส 3 ปี 2562 ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2561 รับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 เปรียบเทียบกับ ปี 2561

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 มีกำไรสุทธิ 1,185 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 334 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 39 เมื่อเปรียบเทียบกับผลการดำเนินงานสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 851 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 122 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และในเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 49 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 107 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- ประเทศไทย

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 892 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 122 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 31 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 770 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช รวมทั้งค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้นตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น

- เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

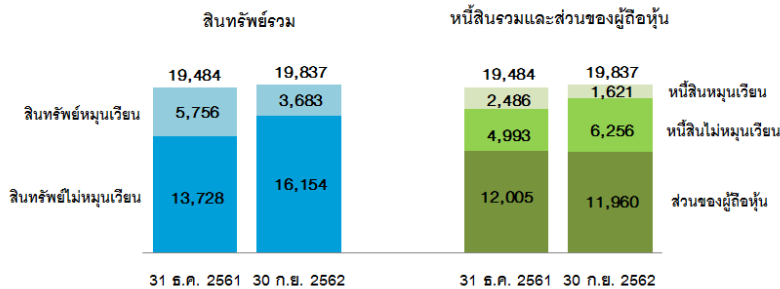
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 13 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 49 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 79 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 62 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทาวา) ในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีกำไรสุทธิ 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 107 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง เนื่องจากค่าเงินบาทในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2562 แข็งค่าขึ้น 1.86 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. มากกว่างวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้น 0.27 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น โดยหลักจากค่าธรรมเนียมวิชาชีพและค่าที่ปรึกษาเพิ่มขึ้น และการรับรู้ค่าชดเชยเพิ่มเติมกรณีนายจ้างเลิกจ้าง สำหรับลูกจ้างซึ่งทำงานติดต่อกันครบ 20 ปีขึ้นไป ตามพระราชบัญญัติคุ้มครองแรงงานฉบับใหม่ ที่มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 5 พฤษภาคม 2562

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,837 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 353 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 19,484 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้บริษัทใหญ่ เงินลงทุนระยะสั้น และเงินลงทุนเพื่อค้า มีจำนวนลดลง 2,073 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 1,437 ล้านบาท เงินลงทุนระยะสั้นลดลง 471 ล้านบาท และลูกหนี้อื่นลดลง 354 ล้านบาท
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 2,426 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ที่อยู่ภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าเพิ่มขึ้น 1,270 ล้านบาท และค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 493 ล้านบาท จากการเข้าซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation (Murphy) รวมถึงสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 457 ล้านบาท

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,877 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 398 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 จำนวน 7,479 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย ค่าใช้จ่ายค้างจ่าย ประมาณการหนี้สินระยะสั้น และหนี้สินหมุนเวียนอื่น โดยมีจำนวนลดลง 865 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจลดลง 466 ล้านบาท และส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลง 389 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่าธรรมเนียมการผลิต หุ้นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 1,263 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการออกหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 511 ล้านบาท นอกจากนี้ ประมาณการหนี้สินค่าธรรมเนียมการผลิตเพิ่มขึ้น 344 ล้านบาท ส่วนใหญ่จากการเข้าซื้อธุรกิจ Murphy Oil Corporation (Murphy) ในประเทศมาเลเซียและการปรับหนี้สินให้เพิ่มขึ้นเพื่อสะท้อนมูลค่าปัจจุบันโดยการรับรู้ต้นทุนทางการเงิน (Accretion expense) นอกจากนี้หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 227 ล้านบาท

โครงสร้างเงินทุนบริษัท

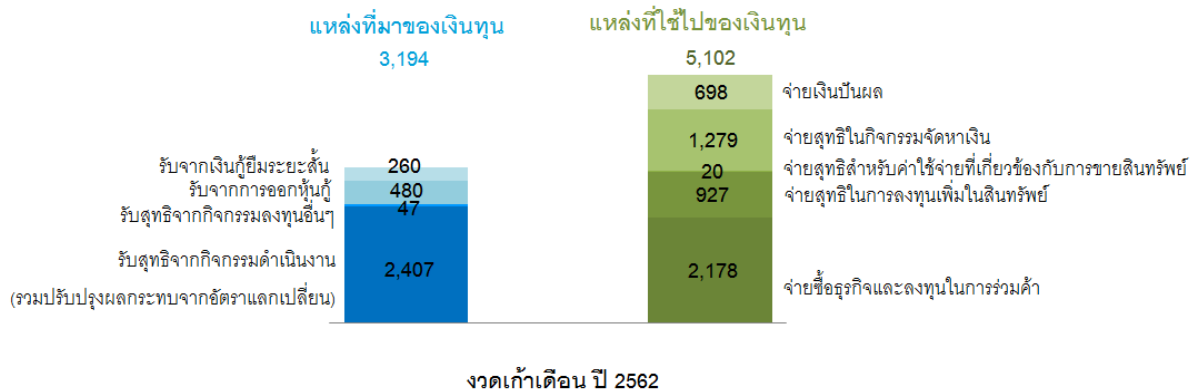
โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2562 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,961 ล้านบาท และหนี้สินรวม 7,877 ล้านบาท ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 2,179 ล้านบาท โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 5.04 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 8.36 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ และเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ที่ร้อยละ 100

ในไตรมาส 2 ปี 2562 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิรวมทั้งสิ้น 13,200 ล้านบาท โดยแบ่งเป็นการไถ่ถอนจำนวน 5,000 ล้านบาทในเดือนพฤษภาคม และการไถ่ถอนจำนวน 8,200 ล้านบาทในเดือนมิถุนายน และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. และเป็นศูนย์บริหารเงินของกลุ่ม ปตท.สผ. ได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิและมีผู้ค้ำประกัน จำนวน 15,000 ล้านบาท อายุ 3 ปี มีอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่อปีร้อยละ 2.26 โดยมี ปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน นอกจากนี้บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนรวมทั้งสิ้น 500 ล้านบาทในเดือนมิถุนายน รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2561 จำนวน 409 ล้านบาท ในเดือนเมษายน

ในไตรมาส 3 ปี 2562 บริษัทจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2562 จำนวน 289 ล้านบาท ในเดือนสิงหาคม

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



ณ วันที่ 30 กันยายน ปี 2562 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 2,093 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 1,908 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดรวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 4,001 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 3,194 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ และเงินสดรับในกิจกรรมจัดหาเงิน จากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิและมีผู้ค้ำประกัน

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 5,102 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิจากการลงทุนเพิ่มในการเข้าซื้อธุรกิจและลงทุนในกิจการร่วมค้า นอกจากนี้ยังมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส1 และโครงการชอติกา สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้นและการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินบาท รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2561 และสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2562

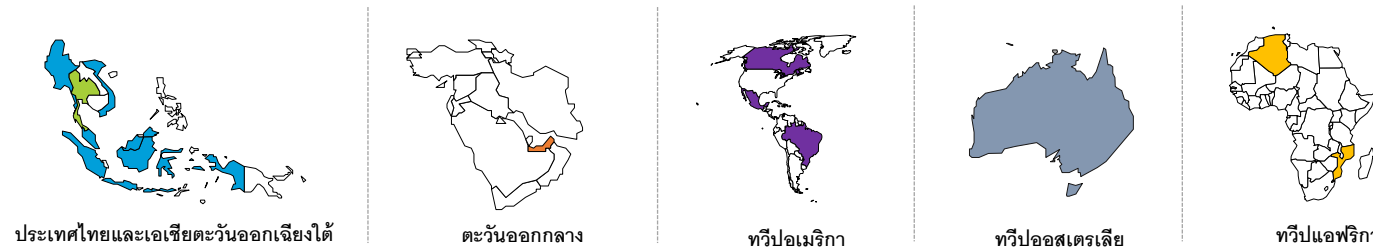
อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2562	ไตรมาส 3 ปี 2562	ไตรมาส 3 ปี 2561	เก้าเดือน ปี 2562	เก้าเดือน ปี 2561
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	72.31	69.15	72.55	72.24	73.28
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	11.97	12.26	9.92	12.26	9.92
อัตรากำไรสุทธิ	23.69	23.64	21.71	23.64	21.71
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.17	0.18	0.17	0.18	0.17
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.52	0.49	0.66	0.49	0.66

หมายเหตุ:

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

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ



ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2562 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินงานกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมจำนวนกว่า 40 โครงการใน 12 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทย โดยส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก ในไตรมาสนี้โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 267,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 76 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช โครงการคอนแทร์ค 4 โครงการอาทิตย์** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน **โครงการเอส 1** ได้ทำการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องโดยมีแผนรักษาระดับการผลิตที่ประมาณ 30,000 บาร์เรลต่อวันใน 3 ปีข้างหน้า โดยในไตรมาสนี้ปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 30,000 บาร์เรลต่อวัน ในส่วนของแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) ซึ่งอยู่ระหว่างการดำเนินการเปลี่ยนผ่านสิทธิผู้ดำเนินการ (Transition of Operations) ได้มีลงนามในสัญญาเข้าพื้นที่เบื้องต้นกับผู้รับสัมปทานปัจจุบัน และเริ่มเข้าสำรวจพื้นที่ (Site Survey) เพื่อเตรียมการติดตั้งแท่นผลิต เพื่อให้มั่นใจว่าการผลิตจากแหล่งดังกล่าวจะสามารถดำเนินการได้อย่างต่อเนื่อง

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

โครงการในภูมิภาคของ ปตท.สผ. ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทได้เสร็จสิ้นการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย ทำให้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมของโครงการในภูมิภาคเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 82,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 23 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในเมียนมา

โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase) ในเมียนมา อาทิ **โครงการซอติก้า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา อยู่ระหว่างการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกในพื้นที่ด้านตะวันตกของแปลง เพื่อความต่อเนื่องในการรักษาระดับการผลิตในอนาคต นอกจากนี้โครงการอยู่ระหว่างการรอการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ เฟส 1D (Field Development Plan) จากรัฐบาลเมียนมา ในไตรมาสนี้ โครงการซอติก้ามีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยตามเป้าหมายที่ 290 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 46,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการรอการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการจากรัฐบาลเมียนมา **โครงการเมียนมา MD-7** อยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 1 หลุมในไตรมาส 1 ปี 2563 **โครงการเมียนมา เอ็ม 11** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม โดยจากการวิเคราะห์ผลเจาะหลุม ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในไตรมาสนี้ **โครงการเมียนมา เอ็มโอจีอี 3** จากการวิเคราะห์ผลเจาะหลุมที่เสร็จสิ้นในไตรมาสที่ 2 ไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา จึงได้มีการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในไตรมาสนี้ด้วยเช่นกัน

โครงการในมาเลเซีย

โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase) ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการ แปลงเค** ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah ประกอบไปด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาสนี้โครงการได้เริ่มทำ Subsea Gas Lift เฟส 1 ในแหล่ง Kikeh ในเดือนกรกฎาคมที่ผ่านมา ซึ่งเป็นหนึ่งในกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิตจากแหล่งกักเก็บ (Improved Oil Recovery : IOR) เพื่อรักษาระดับการผลิตและเพิ่มปริมาณสำรอง โดยโครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ยประมาณ 24,000 บาร์เรลต่อวัน **โครงการซาราวักเอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งซาราวัก โครงการได้เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติจาก 2 หลุม (Infill gas development wells) ที่ได้เริ่มเจาะในช่วงครึ่งปีแรก โดยในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ยประมาณ 23,800 บาร์เรลต่อวัน มีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 240 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 43,200 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ได้แก่ **โครงการ แปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah มีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคาดว่าจะสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในไตรมาสที่ 3 ปี 2563 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการก่อสร้าง Subsea Infrastructure ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2563 สำหรับ Petronas Floating LNG ที่จะได้รับก๊าซจากโครงการแปลง H กำลังอยู่ในระหว่างการก่อสร้างและคาดว่าจะพร้อมเคลื่อนย้ายเพื่อติดตั้งในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2563 **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410 บี** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม โดยมีการค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทที่มีความหนาถึง 252 เมตร ซึ่งเป็นการบ่งชี้ถึงปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมขนาดใหญ่หลายล้านล้านลูกบาศก์ฟุต (multi-TCF) โครงการได้วางแผนการเจาะหลุมประเมินผลเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติม (Upside) ในปี 2563 ควบคู่กับการศึกษาแผนพัฒนาโครงการ **โครงการซาราวัก เอสเค 314A** อยู่ระหว่างการขอต่อระยะเวลาการสำรวจเพื่อประเมินศักยภาพเพิ่มเติม **โครงการซาราวัก เอสเค 417, โครงการซาราวัก เอสเค 438, โครงการซาราวัก เอสเค 405B, โครงการ พีเอ็ม 407 และโครงการ พีเอ็ม 415** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผลในปี 2563-2564

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase) สำหรับโครงการในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิตตามเป้าหมาย ในไตรมาสนี้โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ยประมาณ 15,000 บาร์เรลต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,800 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปลายปี 2566 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลาง

ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุน**ที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ในภูมิภาคนี้ ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1 และโครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลอาบูดาบี ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยได้มีการลงนามในสัญญาสัมปทานในเดือนมกราคมที่ผ่านมา ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป

โครงการในทวีปอเมริกา

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

โครงการมาเรียม่า ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อหาแนวทางการบริหารจัดการโครงการที่เหมาะสม

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

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ทางใต้ของอ่าว ทั้งสองโครงการได้รับการอนุมัติแผนการสำรวจจากหน่วยงาน Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) แล้วปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยา และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการตามแผนสำรวจต่อไป

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

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

สำหรับ**แหล่งมอนทารา** บริษัทได้มีการขายสัดส่วนการลงลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอนทาราแล้วเสร็จเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 และได้เสร็จสิ้นการส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ให้กับผู้ซื้อ โดยได้รับการอนุมัติ จากองค์กรบริหารความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมด้านปิโตรเลียมทางทะเล ของประเทศออสเตรเลียเรียบร้อยแล้ว

สำหรับแหล่ง Cash Maple ที่อยู่ใน **ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)** อยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม พร้อมทั้งเตรียมการหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ และสำหรับ **แปลงสำรวจ AC/P54 ในแหล่ง Orchid** มีการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมเสร็จสิ้นในไตรมาส 1 ที่ผ่านมา ผลจากการเจาะสำรวจค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ความหนา 34 เมตร ทั้งนี้โครงการมีแผนพัฒนาร่วมกับแหล่ง Cash Maple ต่อไป

โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาสนี้ โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยประมาณ 18,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอ์ ราเคซ เป็น **โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้รับรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามแผนพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาล โดยได้เริ่มดำเนินการพัฒนาแล้วในเดือนมีนาคมเป็นต้นมา และคาดว่าจะเริ่มผลิตในปี 2564 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตในปี 2568 เป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่ง **อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)** ความคืบหน้าที่สำคัญของโครงการฯ หลังจากการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ในไตรมาสนี้ ได้แก่ การเริ่มงานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (EPCI Offshore Installation) และงานก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเลวบนบก (EPC Onshore Construction Contract) รวมถึง มีการเปิด Resettlement Village อย่างเป็นทางการ โดยได้มีการเคลื่อนย้ายชุมชนในเฟส 1 ออกจากพื้นที่ก่อสร้าง เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และการซื้อขายกิจการระหว่าง Anadarko Petroleum Corporation, Occidental Petroleum Corporation ได้แล้วเสร็จเป็นที่เรียบร้อยแล้ว รวมถึงการซื้อขายกิจการระหว่าง Occidental และ TOTAL S.A. สำหรับการลงทุนในทวีปแอฟริกา และโครงการโมซัมบิก แอเรีย วัน โดยปัจจุบัน TOTAL S.A. เป็นผู้ดำเนินการโครงการฯ (Operator) ส่วนการจัดหาเงินทุนในรูปแบบ Project Finance ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการสรุปสัญญาเงินกู้และอนุมัติเงินกู้กับสถาบันการเงิน อย่างไรก็ตาม โครงการฯ คาดว่าจะยังสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ตามแผนในปี 2567

กลยุทธ์การบริหารจัดการ

การบริหารการลงทุน

ตั้งแต่ต้นปีที่ผ่านมา ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จในการดำเนินงานตามแผนกลยุทธ์ EXPAND ทั้งในด้านการสำรวจ และการเข้าซื้อกิจการ โดยเฉพาะการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซีย และการเข้าซื้อสัดส่วนการถือหุ้นทั้งหมดในบริษัท Partex Holding B.V. (Partex) ดังนั้น ในช่วงต่อไป ปตท.สผ. จะปรับเน้นแผนงานกลยุทธ์ EXECUTE ให้มากขึ้นเพื่อให้การปฏิบัติงานเป็นไปอย่างราบรื่นในช่วงเปลี่ยนสิทธิการดำเนินงานโครงการที่ได้มา โดยไตรมาสนี้มีสาระสำคัญดังต่อไปนี้

(1) EXPAND กลยุทธ์ในการขยายธุรกิจ โดยมุ่งเน้นในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่มีความชำนาญและมองหาโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงานเพื่อสร้างความยั่งยืนในระยะยาว

- **กลยุทธ์ Coming-home:** ปตท.สผ. ได้ขยายการลงทุนในประเทศไทยด้วยการเข้าซื้อหุ้นร้อยละ 39 ในบริษัท อปิโก แอลแอลซี (APICO LLC) เพื่อช่วยสนับสนุนการพัฒนาแหล่งก๊าซซินญูฮ้อม และรองรับการผลิตไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น นอกจากนี้บริษัทยังคงมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ เช่น gas value chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในประเทศเมียนมาในรูปแบบของ Gas-to-Power
- **กลยุทธ์ Strategic Alliance:** บริษัทยังคงมองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง
- **กลยุทธ์สร้างความยั่งยืน:** ลงทุนในธุรกิจใหม่ที่มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน รวมถึงธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน

(2) EXECUTE กลยุทธ์ในการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขัน

- ดำเนินแผนการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการโครงการบงกช เอราวัณ โครงการใหม่จากการเข้าซื้อกิจการ (บริษัท Murphy Malaysia และบริษัท Partex) ในปีนี้โดยมีประสิทธิภาพ โดยมุ่งเน้นการทำงานและประสานงานกับผู้ถือผลประโยชน์ร่วมทุกรายเพื่อให้มั่นใจว่าการผลิตจากแหล่งต่าง ๆ จะสามารถดำเนินการได้ตามแผนงาน
- **เร่งกิจกรรมในโครงการสำรวจปัจจุบันในประเทศเมียนมาและมาเลเซีย** จากความสำเร็จในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ในพื้นที่โครงการ Sarawak SK410B บริษัทมุ่งเน้นในการประเมินศักยภาพเพิ่มเติมและเร่งรัดการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมดังกล่าวเพื่อที่จะเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทในอนาคต
- **สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน** ปตท.สผ. กำลังดำเนินการปรับใช้เทคโนโลยีขั้นสูงในการปฏิบัติการของโครงการ S1 เช่นการทดสอบเทคโนโลยี Enhanced Oil Recovery (EOR) การทำ Hydraulic Fracturing อย่างต่อเนื่อง และการทำ Electromagnetic Survey เพื่อประเมินประสิทธิภาพของ water flood นอกจากนี้ บริษัทยังได้ปรับใช้เทคนิค Advanced Seismic Imaging ผ่านทาง Dedicated Processing Center (DPC) ของบริษัทอีกด้วย
- **บริษัทยังคงบริหารต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้** บริษัทได้จัดตั้ง Digital Center of Excellence (DCOE) โดยมีจุดประสงค์ในการปรับใช้เทคโนโลยีดิจิทัล เช่น Artificial Intelligence (AI) และ Machine Learning (ML) ในการลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงาน
- **ผลักดันการพัฒนาของโครงการหลักในต่างประเทศ** บริษัทมุ่งเน้นในการติดตามและสนับสนุนการพัฒนาโครงการหลัก เช่น โครงการ Mozambique Area 1 Project และ โครงการ Hassi Bir Rekaiz

การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดยในไตรมาส 3 บริษัทมีเงินสดในมือหลังจากชำระมูลค่าการเข้าซื้อบริษัทในเครือ Murphy ในประเทศมาเลเซียแล้ว ประมาณ 2.1 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และยังคงอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ 0.18 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัทที่ 0.50 เท่า และมีสภาพคล่องเพียงพอสำหรับรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่าง ๆ การเจาะสำรวจตามแผนการลงทุน และโอกาสทางธุรกิจที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

การพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล และร่วมเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals หรือ SDGs) ขององค์การสหประชาชาติ ส่งผลให้บริษัทได้รับคัดเลือกเป็นสมาชิกกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ หรือ Dow Jones Sustainability Index (DJSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 ในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream and Integrated Industry) และยังได้รับคะแนนประเมินสูงสุด หรือ Industry Leader ของกลุ่มบริษัทจดทะเบียนทั่วโลก ในธุรกิจประเภทเดียวกัน เป็นครั้งที่ 2 จากที่เคยได้รับเมื่อปี 2559 นอกจากนี้ยังได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกดัชนีความยั่งยืนระดับโลก “FTSE4Good Index Series” ต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 อีกด้วย ซึ่งสะท้อนผ่านการดำเนินงานครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม โดยกิจกรรมสำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่

ด้านธุรกิจ ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม เพื่อสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งบริษัทได้กำหนดกลุ่มโครงการที่มีความสำคัญและจะต้องเร่งดำเนินการทั้งหมด 5 กลุ่ม ได้แก่ Advanced Exploration, Enhanced Oil Recovery (EOR), Unlock High CO2 Reserve, Condensate Treatment และ Decommissioning ทั้งนี้ ไตรมาส 3 ของปี 2562 มีความคืบหน้าของโครงการในด้านต่าง ๆ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่
 - โครงการพัฒนาการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าเพื่อติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำและน้ำมัน เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำเทคโนโลยีไปทดสอบใช้งานจริงในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์
 - โครงการพัฒนาวัสดุดูดซับที่ใช้ในการแยกคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบกระบวนการต้นแบบ
 - โครงการพัฒนาตัวกรองสำหรับแยกสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว ปัจจุบันอยู่ระหว่างการทดสอบในห้องปฏิบัติการ และเตรียมการในการสร้างศูนย์ทดสอบการแยกสิ่งปนเปื้อน
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่
 - โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาระบบการต้นแบบ
 - โครงการพัฒนาเทคโนโลยีตรวจสอบสภาพท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลสำหรับกระบวนการรื้อถอนตามมาตรฐานสากลที่ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์เพื่อนำไปทดสอบใช้งานจริง
- **โครงการก่อสร้างศูนย์พัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม** ปตท.สผ.(PTIC) ในพื้นที่เขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECI) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคัดเลือกผู้รับเหมาสำหรับงานออกแบบศูนย์วิจัย และกำลังดำเนินการเตรียมพื้นที่สำหรับการก่อสร้าง

ด้านสังคม ในปี 2562 ปตท.สผ. มีกลยุทธ์การดำเนินงานโครงการพัฒนาสังคมด้วยการสร้างคุณค่าร่วมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation) โดยบริษัทยังคงมุ่งเน้นโครงการด้านความต้องการพื้นฐาน อีกทั้งมีแผนงานยกระดับโครงการเพื่อสังคม (CSR) ไปสู่การสร้างคุณค่าร่วม (CSV) และดำเนินการโครงการวิสาหกิจเพื่อสังคม (Social Enterprise) โดยในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. เตรียมการลงทุนร่วมกับ PTTOR ในการเปิด Café Amazon for Chance ที่อ่าวนาวิกโยธิน สัตหีบ ซึ่งเป็นโครงการวิสาหกิจเพื่อสังคม โดยจ้างงานครอบครัวทหารผ่านศึก สำหรับกำไรจากการประกอบธุรกิจจะนำไปสนับสนุนศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล

ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดในไตรมาสที่ 3 ปี 2562 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.09 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.54 ซึ่งทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ด้วยการดำเนินโครงการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

สำหรับแนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบในปี 2562 คาดว่าจะเคลื่อนไหวที่กรอบ 60 – 65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากปริมาณการผลิตจากสหรัฐฯ ที่คาดว่าจะปรับเพิ่มขึ้นหลังจากที่ท่อขนส่งน้ำมันดิบขยายกำลังส่ง (capacity) จนสามารถรองรับการผลิตแบบเต็มกำลังได้ภายในครึ่งปีหลัง ซึ่งจะชดเชยปริมาณการผลิตที่ลดลงจากกลุ่มโอเปก (OPEC) ที่รวมประเทศรัสเซีย หรือ OPEC+ ที่ขยายระยะเวลาในการลดกำลังการผลิตออกไปอีกจนถึงเดือนมีนาคม 2563 รวมถึงการที่อิหร่านถูกคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์อย่างเต็มรูปแบบจากสหรัฐฯ อาจส่งผลให้เกิดแรงกดดันทางด้านอุปทานเพิ่มขึ้น

ในด้านอุปสงค์ ถึงแม้ว่าสถานการณ์สงครามการค้าระหว่างจีนและสหรัฐฯ มีแนวโน้มที่ดีขึ้นโดยจะมีการประชุมเพื่อตกลงกันอีกครั้งในเดือนพฤศจิกายนนี้ แต่สงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯ และยุโรปเริ่มมีสัญญาณในด้านลบมากขึ้น ในขณะที่ตัวชี้วัดทางเศรษฐกิจโลกโดยภาพรวมยังมีความน่ากังวลในหลายประเทศโดยเฉพาะในยุโรป ซึ่งถ้าหากสหราชอาณาจักรออกจากสหภาพยุโรปแบบไม่มีข้อตกลงในไตรมาสที่ 4 อาจทำให้ภาพรวมทางเศรษฐกิจทรุดตัวอีก แม้ว่าผลจากนโยบาย IMO2020 คาดว่าจะทำให้เกิดความต้องการน้ำมันดิบมากขึ้น แต่การที่มีการจำกัดสัดส่วนปริมาณซัลเฟอร์ในเชื้อเพลิงที่ใช้ในการขนส่งทางเรือ อาจทำให้ราคาน้ำมันดิบที่มีซัลเฟอร์สูงอย่างน้ำมันดิบดูไบถูกกดดันราคามากขึ้นในช่วงปลายปี

ในระยะสั้น ปัจจัยที่ต้องติดตามอย่างต่อเนื่อง ได้แก่ สถานการณ์สงครามการค้าจากสหรัฐฯ อเมริกาทั้งกับประเทศจีนและยุโรป การออกจากสมาชิกสหภาพยุโรปของประเทศอังกฤษ ประเด็นภูมิรัฐศาสตร์ทางการเมืองในตะวันออกกลางว่าจะทวีความรุนแรงหรือไม่ ซึ่งอาจส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบพุ่งสูงขึ้นได้ในระยะสั้น รวมถึงมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจครั้งใหม่ของสหรัฐฯ ยุโรปและจีนที่อาจจะช่วยฟื้นฟูภาวะเศรษฐกิจได้

สถานการณ์ LNG

สำหรับปี 2562 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาดไปจนถึงปี 2565 - 2566 โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 14 จากปี 2561 มาอยู่ที่ 361 ล้านตันต่อปี ในขณะที่ความต้องการใช้จะอยู่ที่ประมาณ 353 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ราคา LNG คาดว่าจะอยู่ในระดับต่ำ โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยอยู่ที่ 4.9 - 6.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านตันที่ซื้อขาย อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับการซื้อขาย โดยปัจจัยกดดันราคา เช่น ปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ ๆ ที่ได้อนุมัติก่อสร้างไปในช่วงปี 2556 -2558 และมีโครงการที่จะ FID ในช่วงปี 2562-2563 ซึ่งส่วนมากเป็นโครงการในสหรัฐฯ ในขณะที่มีปัจจัยสนับสนุนราคา เช่น ความต้องการ LNG ที่อาจเพิ่มขึ้นกว่าที่คาดจากตลาดเอเชียโดยเฉพาะจีนและอินเดีย การผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศต่าง ๆ และราคาน้ำมันดิบที่ยังคงมีความผันผวนก็ส่งผลกระทบต่อราคา LNG เช่นกัน

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2562 จะขยายตัวที่ร้อยละ 2.8 ซึ่งต่ำกว่าที่ประเมินไว้เดิม เป็นผลจากการส่งออกที่ลดลงตามเศรษฐกิจคู่ค้าและแรงกดดันจากการกีดกันทางการค้าที่รุนแรงขึ้น สำหรับอุปสงค์ภายในประเทศ การท่องเที่ยวและการบริโภคภาคเอกชนมีแนวโน้มชะลอตัว รวมทั้งผลกระทบจากภัยธรรมชาติ ถึงแม้จะมีมาตรการการกระตุ้นเศรษฐกิจจากภาครัฐก็ตาม

สำหรับแนวโน้มอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. คาดการณ์ว่าจะยังคงแข็งค่า โดยหลักจากการที่นักลงทุนต่างชาติมองประเทศไทยเป็นแหล่งลงทุนที่ปลอดภัย เนื่องจากมีเสถียรภาพทางเศรษฐกิจจากดุลบัญชีเดินสะพัดเกินดุลและเงินสำรองระหว่างประเทศที่สูง ทั้งนี้ ต้องติดตามการดำเนินนโยบายทางการเงินของธนาคารแห่งประเทศไทย และภาวะการขยายตัวของเศรษฐกิจในประเทศ รวมไปถึงความเป็นไปได้ที่ธนาคารกลางสหรัฐฯ จะปรับลดดอกเบี้ยเพิ่มเติม และสถานการณ์ Brexit ที่ยังไม่มีข้อสรุป ซึ่งผลจากความไม่แน่นอนข้างต้นจะส่งผลกระทบต่อความผันผวนของค่าเงินบาท

อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สผ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับผลกระทบในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไปที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีนั้น ได้ปรับลดลงบางส่วนจากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี นอกจากนี้ การเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ยไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัท เนื่องจากหุ้นกู้ของบริษัทในปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

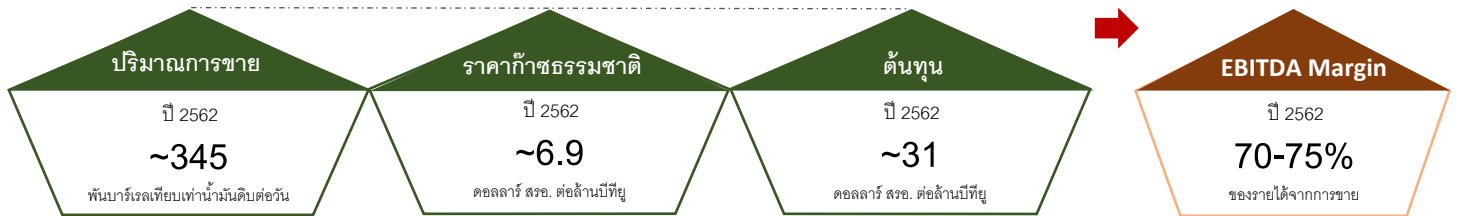
ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

กฎระเบียบใหม่เรื่อง IMO 2020 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 ทั้งนี้สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยมีการผูกสูตรราคาเข้ากับราคาน้ำมันเตา จึงเป็นความเสี่ยงที่ราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. อาจลดลงเนื่องจากกฎระเบียบใหม่ อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวคาดว่าจะไม่รุนแรง เนื่องจากโครงสร้างราคาขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท.สผ. ผูกกับราคาน้ำมันส่วนหนึ่งและอ้างอิงราคาน้ำมันฯ ย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน ราคาขายก๊าซธรรมชาติจึงไม่ได้รับผลกระทบจาก IMO2020 ทันที โดยคาดว่าในปี 2563 หาก spread ของ HSFO ลดลงไปอีกทุก 10 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ราคาก๊าซธรรมชาติจะลดลง ประมาณ 0.2 \$/MMBTU นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้เข้าทำประกันความเสี่ยงเพื่อลดความผันผวนของราคาน้ำมันเตาในส่วนที่ได้รับผลกระทบบางส่วน สำหรับปี 2565 เป็นต้นไป บริษัทคาดว่าผลกระทบนี้จะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติของแปลง G1/61 (แหล่งเอราวัณ) และแปลง G2/61 (แหล่งบงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้อ้างอิงราคาน้ำมันดิบดูไบแทนราคาน้ำมันเตา

การประกาศพระราชบัญญัติแก้ไขเพิ่มเติมประมวลรัษฎากร (ฉบับที่ 50) พ.ศ. 2562 และ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 9) พ.ศ. 2562 ในเดือนเมษายน 2562 มีผลให้บริษัทสามารถคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงาน (Functional Currency) ที่ไม่ใช่สกุลบาท ซึ่งช่วยลดความผันผวนของงบการเงินจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีและที่ใช้ในการคำนวณภาษี โดยจะมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2562 เมื่อได้รับการอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร โดยในไตรมาส 2 บริษัท ปตท.สผ. ได้เปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษี และรับรู้ผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงดังกล่าวในไตรมาสที่ 2 เนื่องจากได้รับการอนุมัติภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมแล้ว สำหรับบริษัทอื่นในกลุ่มยังคงคำนวณภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินบาท จนกว่าจะได้รับการอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากร จึงจะยังคงเห็นผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนดังกล่าวแต่ในสัดส่วนที่ลดลง

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2562

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



- หมายเหตุ: 1. รวมการเข้าซื้อกิจการทั้งหมดของ Murphy ในมาเลเซียที่มีผลสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคม ปี 2562 โดยไม่รวมการเข้าซื้อบริษัท Partex
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2562 ที่ 63 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 345,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งเพิ่มขึ้นโดยหลักจากการเข้าซื้อกิจการของ Murphy ในประเทศมาเลเซียที่มีผลสมบูรณ์ในเดือนกรกฎาคมที่ผ่านมา

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของปี 2562 จะอยู่ที่ประมาณ 6.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2562 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 4 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับปี 2562 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาดัชนีต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบตามลำดับ ซึ่งสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น