

บทสรุปผู้บริหาร

สถานการณ์โดยรวมในไตรมาส 3 เริ่มเห็นสัญญาณของการฟื้นตัวในหลาย ๆ กลุ่มอุตสาหกรรม แม้ว่าหลายประเทศจะยังคงมีความกังวลในวิกฤตการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 แต่ก็ได้เริ่มผ่อนคลายมาตรการปิดเมือง ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันดิบของโลกปรับตัวดีขึ้น ประกอบกับกลุ่ม OPEC+ ยังคงใช้นโยบายลดกำลังการผลิต ทำให้ราคาน้ำมันดิบโลกปรับตัวสูงขึ้นจากจุดต่ำสุดในไตรมาสที่ผ่านมา โดยในส่วนของราคา Spot LNG ก็ได้ปรับตัวสูงขึ้นด้วยเช่นกัน มีผลให้การนำเข้า Spot LNG ของประเทศไทยในปี 2563 ต่ำกว่าที่คาดการณ์ ส่งผลให้ในไตรมาสนี้มีการเรียกเก็บก๊าซในอ่าวไทยโดยเฉพาะในโครงการหลักของบริษัท อาทิ โครงการบงกชและและโครงการคอนแท็ค 4 เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมา

ในส่วนของการทำงานตามแผนกลยุทธ์ “Execute & Expand” ไตรมาสนี้ โครงการซาราวัค เอสเค 410 ปี ได้เริ่มเจาะหลุมประเมินผล 1 หลุม หลังจากที่เราประสบความสำเร็จในการเจาะสำรวจเมื่อกลางปีที่แล้ว ซึ่งการเจาะหลุมประเมินผลดังกล่าวเพื่อยืนยันศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม ควบคู่ไปกับการเตรียมการพัฒนาแหล่งฯ เพื่อการผลิต คาดว่าจะทราบผลภายในปีนี้ นอกจากนี้ยังมีความคืบหน้าที่ดีของการเปลี่ยนผ่านสิทธิการดำเนินการ (Transition of Operations) ของโครงการ จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ) และโครงการ จี 2/61 (แหล่งบงกช) ซึ่งขณะนี้บริษัทได้วางแผนการเจาะหลุมสำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซฯ ของทั้งสองแหล่งให้พร้อมส่งก๊าซธรรมชาติได้ตามสัญญา อย่างไรก็ตามในส่วนของแหล่งเอราวัณ ยังคงอยู่ในขั้นตอนของการเจรจากับผู้รับสัมปทานรายเดิมในการขอเข้าพื้นที่เพื่อติดตั้งแท่นผลิตและท่อใต้ทะเล โดยจะดำเนินการเจรจาเพื่อบรรลุข้อตกลงให้ได้โดยเร็วที่สุด นอกจากนี้บริษัทได้ขยายธุรกิจ AI & Robotics Venture (ARV) ตามแผนกลยุทธ์ในการขยายการลงทุนในธุรกิจใหม่ โดยได้จัดตั้งบริษัทร่วมทุน 2 บริษัท ได้แก่ บริษัท เอทีไอ เทคโนโลยีส์ จำกัด ในส่วนของธุรกิจเกษตรอัจฉริยะ (Smart Farming) และบริษัท ซีเคสดี จำกัด ในส่วนของธุรกิจการบริการงานวิศวกรรมใต้ทะเล (Subsea IRM) โดยในส่วนของ Smart Farming ซึ่งมุ่งเน้นการให้บริการด้านการเกษตรแบบครบวงจรในรูปแบบของแพลตฟอร์ม (Platform) โดยการนำเทคโนโลยี Smart Farming มาวิเคราะห์ข้อมูลด้านการเกษตรเชิงลึกเพื่อเสริมศักยภาพภาคเกษตรกรรมของไทย โดยร่วมกับบริษัท ไทยคม จำกัด (มหาชน) ในการพัฒนาสินค้าและบริการเกี่ยวกับอากาศยานไร้คนขับ (โดรน) เพื่อการเกษตรและในส่วนของ Subsea เป็นการพัฒนาเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ อาทิ หุ่นยนต์ตรวจสอบและซ่อมบำรุงท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล โดยได้ร่วมกับบริษัท เมอร์เมด มารีไทม์ จำกัด (มหาชน) ในการให้บริการงานวิศวกรรมใต้ทะเลในเชิงพาณิชย์ แก่บริษัทน้ำมันฯ และบริษัทด้านพลังงานทดแทนในทะเลที่มีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียและในภูมิภาคอื่น ๆ ทั่วโลก

จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นสะท้อนถึงผลประกอบการของ ปตท.สผ. ในไตรมาส 3 ปี 2563 ที่ได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่เริ่มฟื้นตัว โดยผลักดันให้ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยสูงขึ้นกว่าร้อยละ 11 จาก 34.97 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบในไตรมาส 2 ปี 2563 เป็น 38.77 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ประกอบกับปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้นกว่าร้อยละ 5 จากไตรมาสก่อนหน้ามาอยู่ที่ 344,317 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักมาจากการเรียกเก็บก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่เพิ่มขึ้น และความสามารถในการรักษาระดับต้นทุนต่อหน่วยในไตรมาสนี้ได้ที่ 30 ดอลลาร์ สรอ. ทำให้บริษัทมีกำไรจากการดำเนินงาน (Net Income) ที่ 230 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 72 เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า และยังคงสามารถรักษากำไรก่อนดอกเบี้ยภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ในระดับร้อยละ 71 โดยสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2563 บริษัทมีเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,491 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า ซึ่งสะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง พร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมันที่อาจเกิดขึ้น รวมทั้งโอกาสในการขยายธุรกิจเพื่อสร้างการเติบโตที่ยั่งยืนให้กับบริษัท

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2563	ไตรมาส 3 ปี 2563	ไตรมาส 3 ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2563	เก้าเดือน ปี 2562	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,095	1,305	1,593	19	(18)	4,082	4,572	(11)
รายได้จากการขาย	1,041	1,228	1,494	18	(18)	3,751	4,291	(13)
EBITDA	711	890	1,054	25	(16)	2,682	3,166	(15)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	134	230	358	72	(36)	639	1,185	(46)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.03	0.06	0.09	100	(33)	0.16	0.29	(45)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	128	195	303	52	(36)	613	1,066	(42)
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	6	35	55	>100	(36)	26	119	(78)

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2563

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 3 ปี 2563 เฉลี่ยอยู่ที่ 42.9 ดอลลาร์ สหรัฐ.ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2563 ที่ 30.7 ดอลลาร์ สหรัฐ.ต่อบาร์เรล จากการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ที่ได้ขยายการปรับลดกำลังการผลิตที่ 9.7 ล้านบาร์เรลต่อวันไปจนถึงเดือนกรกฎาคม แม้จะสามารถปฏิบัติได้จริงเพียงร้อยละ 97 แต่กลุ่ม OPEC+ ยังคงมาตรการลดกำลังการผลิตที่ 7.7 ล้านบาร์เรลต่อวันในเดือนสิงหาคมไปจนถึงสิ้นปี 2563 โดยให้ประเทศที่ไม่สามารถลดกำลังการผลิตได้ตามเป้าหมาย (เช่น ประเทศอิรักและไนจีเรีย) ลดการผลิตชดเชยอีก 2.31 ล้านบาร์เรลต่อวันต่อเนื่องไปในเดือนสิงหาคมและกันยายน โดยในเดือนสิงหาคมสามารถปฏิบัติได้จริงที่ร้อยละ 103 แต่อย่างไรก็ตามประเทศอิรักยังคงไม่สามารถลดกำลังการผลิตได้ตามข้อตกลงแม้จะทำได้ดีขึ้นในเดือนสิงหาคม จึงถูกขอให้ลดการผลิตชดเชยต่อจนถึงสิ้นปี 2563

ความต้องการน้ำมันดิบโลกได้ฟื้นตัวจากระดับต่ำสุดในเดือนเมษายน มีปัจจัยหลักจากปริมาณการเดินทางบนท้องถนนของโลกที่เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ร้อยละ 95 ของสภาวะปกติ อย่างไรก็ตามในไตรมาสนี้ ราคาน้ำมันดิบยังคงเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 40 ดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากได้รับแรงกดดันจากการลดราคาส่งออกน้ำมันดิบของประเทศซาอุดีอาระเบียและสหรัฐอเมริกาหรับเอมิเรตส์ นอกจากนี้การประกาศยกเลิกการหยุดผลิตน้ำมันที่ระงับมากกว่า 8 เดือนของประเทศลิเบียในปลายเดือนกันยายนอาจจะส่งผลให้ปริมาณน้ำมันในตลาดเพิ่มขึ้น จึงต้องติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดต่อไป

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

สถานการณ์ LNG ในไตรมาส 3 ปี 2563 ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2563 มาอยู่ที่ 3.63 ดอลลาร์ สหรัฐ.ต่อล้านบิตู โดยในช่วงปลายเดือนกันยายน ราคาได้ปรับตัวมาอยู่ในระดับที่มากกว่า 5 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบิตู เนื่องจากตลาดมีความกังวลต่อการหยุดผลิตกะทันหันของโครงการ Gorgon LNG ในประเทศออสเตรเลียหลังพบความเสียหายที่อุปกรณ์สำคัญ และโครงการ Cameron LNG ในประเทศสหรัฐอเมริกาที่ต้องหยุดการผลิตจากผลกระทบของพายุไซร่อนลอราที่พัดผ่านอ่าวเม็กซิโกในช่วงเดือนสิงหาคม อย่างไรก็ตาม ระดับปริมาณสำรอง LNG ของผู้ซื้อในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (อาทิ ประเทศจีน เกาหลีใต้และญี่ปุ่น) ยังคงอยู่ในระดับสูง และความไม่แน่นอนของการระบาดรอบสองของโควิด-19 ยังคงกดดันราคา LNG โดยปัจจุบันกำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 377 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE ณ วันที่ 22 กันยายน 2563) ในขณะที่มีความต้องการใช้ประมาณ 360 ล้านตันต่อปี

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการพลังงานของประเทศไทยสำหรับเดือนมกราคมถึงเดือนสิงหาคม 2563 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้วร้อยละ 9 (ที่มา: สทพ. กระทรวงพลังงาน) สาเหตุหลักมาจากเศรษฐกิจที่ชะลอตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 และมาตรการการปิดประเทศเพื่อป้องกันการระบาดได้ส่งผลกระทบต่อภาคส่วนโดยเฉพาะอุตสาหกรรมท่องเที่ยวและการใช้เครื่องบิน โดยรวมแล้วการใช้พลังงานลดลงเกือบทุกประเภท ยกเว้นจากพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้า

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ.

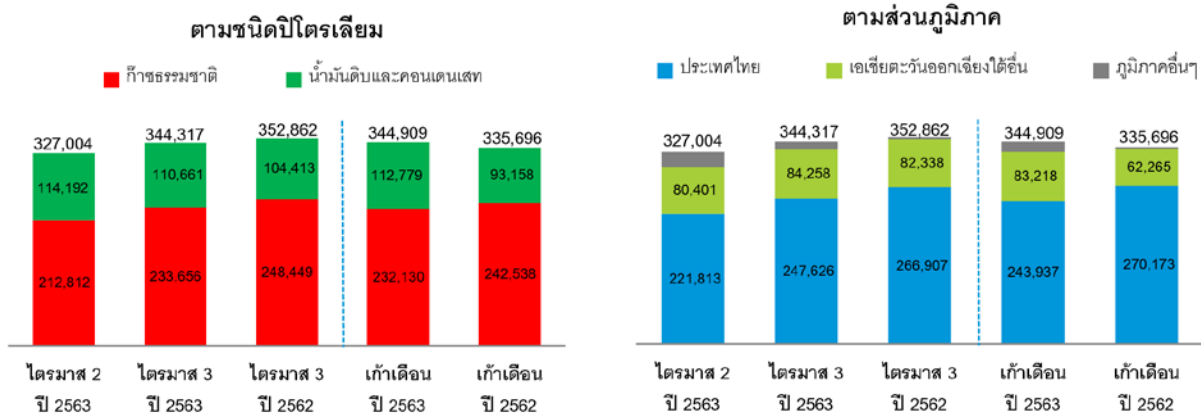
ในไตรมาส 3 ปี 2563 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. เคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 31 – 31.8 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นไปในทิศทางเดียวกันกับเงินสกุลอื่นในภูมิภาค โดยปิดไตรมาสที่ 31.66 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. อ่อนค่าลงจากสิ้นไตรมาส 2 ที่ 30.89 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. เป็นผลจากความกังวลต่อการแพร่ระบาดของโควิด-19 และความไม่แน่นอนทางการเมืองในประเทศที่อาจส่งผลกระทบต่อค่าเงินบาทของเศรษฐกิจไทย รวมถึงกระแสเงินทุนไหลออกจากการส่งกลับกำไรและเงินปันผลของบริษัทต่างชาติ ในส่วนของเงินดอลลาร์ สหรัฐ. มีแนวโน้มอ่อนค่าลงได้จากหลายปัจจัยด้วยเช่นกัน เช่น จำนวนผู้ติดเชื้อในสหรัฐฯ ที่ยังคงปรับเพิ่มขึ้น ตัวเลขเศรษฐกิจของสหรัฐฯ ที่หดตัวรุนแรง รวมถึงการที่ธนาคารกลางสหรัฐฯ ส่งสัญญาณชัดเจนถึงทิศทางนโยบายการเงินที่ยังมีแนวโน้มผ่อนคลายต่อเนื่อง

ในส่วนของผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทในแง่ของภาษีเงินได้ ที่เกิดจากความแตกต่างระหว่างสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีหรือสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานตามมาตรฐานบัญชีนั้น ในเดือนเมษายน 2562 กรมสรรพากรได้มีการแก้ไขกฎหมายภาษีเพื่อรองรับการยื่นภาษีด้วยสกุลเงินอื่นที่ไม่ใช่สกุลบาท และในเดือนมิถุนายน 2563 ได้มีการออกกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้อง ทำให้กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. สามารถยื่นภาษีเงินได้ด้วยสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งเป็นสกุลเงินที่ใช้ในการดำเนินงานได้ สำหรับรอบระยะเวลาบัญชีตั้งแต่ปี 2563 เป็นต้นไป และจะไม่มีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของค่าเงินบาทต่อสกุลเงินดอลลาร์ สหรัฐ. ในแง่ของภาษีเงินได้ ต่อผลประกอบการของกลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ตั้งแต่ไตรมาส 4 เป็นต้นไป

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 3	%	%	เก้าเดือน	เก้าเดือน	%
	ปี 2563	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	34.97	38.77	46.03	11	(16)	39.69	46.83	(15)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	28.92	41.82	58.77	45	(29)	41.14	60.82	(32)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.37	6.22	6.78	(2)	(8)	6.50	6.91	(6)
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	30.72	42.88	61.26	40	(30)	41.45	64.02	(35)

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563

ในไตรมาส 3 ปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 344,317 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 327,004 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกช และโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่กลุ่มพาร์เท็กซ์มีปริมาณการขายน้ำมันดิบลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 38.77 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2563: 34.97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2563 กับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 352,862 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง โดยหลักจากโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการพื้นที่ที่พัฒนาาร่วมไทย-มาเลเซีย เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง สหวักับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจ ในไตรมาส 4 ปี 2562 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 38.77 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2562: 46.03 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2562 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 344,909 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562: 335,696 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการมาเลเซีย และกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 สหวักับโครงการคอนแท็ค 4 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ยลดลง เนื่องจากผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลงเป็น 39.69 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562: 46.83 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563

ในไตรมาส 3 ปี 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 96 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 72 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้รวมเพิ่มขึ้น 210 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น 187 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งมีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินในไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 2 ปี 2563 รับรู้ขาดทุน 78 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) ในขณะที่ค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น 114 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้น 208 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ (ไตรมาส 2 ปี 2563 รับรู้ขาดทุน 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการ มาเรียนา ออยล์ แชนด์) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 195 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 67 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไร 128 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 187 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

สำหรับกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 35 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 29 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไร 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินในไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 27 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (ไตรมาส 2 ปี 2563 รับรู้ขาดทุน 78 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) โดยหลักจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าและสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ประกอบกับไม่มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ (ไตรมาส 2 ปี 2563 รับรู้ขาดทุน 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการ มาเรียนา ออยล์ แชนด์) ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นจำนวน 124 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากการกลับรายการค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนที่เคยรับรู้ไว้ในไตรมาสก่อนในจำนวนที่น้อยกว่าเมื่อเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ซึ่งการกลับรายการภาษีดังกล่าวเป็นผลจากการเปลี่ยนสกุลเงินที่ใช้ในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรลดลง 128 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เนื่องจากรายได้รวมลดลง 288 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายที่ลดลง 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ค่าใช้จ่ายรวมลดลง 160 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลง 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง 51 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และค่าภาคหลวงลดลง 31 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 195 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 108 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไร 303 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายรวมลดลง ส่วนใหญ่จากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ลดลง 69 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากรายได้จากการขายที่ลดลง รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง 51 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นผลจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ลดลง และค่าภาคหลวงลดลง 31 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายในประเทศที่ลดลง

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 จำนวน 35 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 20 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไร 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่ได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 15 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เกิดจากการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อนในไตรมาส 3 ปี 2563 จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ประกอบกับมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 10 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากในไตรมาส 3 ปี 2563 เงินบาทอ่อนค่าลง 0.77 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2562 เงินบาทแข็งค่าขึ้น 0.15 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ.

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ปตท.สม. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 639 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 546 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 46 เมื่อเทียบกับผลการดำเนินงานสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 1,185 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้รวมลดลง 490 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายที่ลดลง 540 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมถึงมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 72 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับมีการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 จำนวน 171 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. (งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 รับรู้ขาดทุน 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) ประกอบกับค่าใช้จ่ายรวมเพิ่มขึ้น 56 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เป็นค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และ 90 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามลำดับ โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 จำนวน 639 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 จำนวน 613 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 453 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไร 1,066 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากรายได้จากการขายลดลง 540 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 91 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และ 90 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามลำดับ ซึ่งเป็นไปตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซีย และกลุ่มพาร์เท็กซ์จากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 จำนวน 26 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 93 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนที่มีกำไร 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 213 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่เกิดจากการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อนในจำนวนที่สูงกว่าเมื่อเทียบกับงวดเก้าเดือนปีก่อน ซึ่งการกลับรายการภาษีดังกล่าว เป็นผลจากการเปลี่ยนสกุลเงินที่ใช้ในการคำนวณภาษีเงินได้นิติบุคคลและภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ในขณะที่งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลดลง (Tax saving) จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น 1.86 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. นอกจากนี้งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 72 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง 1.50 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. และมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 47 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเรียญา ออยล์ แชนด์ สุทธิกับการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงินจำนวน 171 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันและสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า (งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 รับรู้ขาดทุน 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 3	%	%	เก้าเดือน	เก้าเดือน	%
	ปี 2563	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด)	เพิ่ม(ลด)	ปี 2563	ปี 2562	เพิ่ม(ลด)
(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)				QoQ	YoY			YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	142	254	364	79	(30)	653	1,176	(44)
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	208	260	374	25	(30)	737	1,185	(38)
- ประเทศไทย	158	192	298	22	(36)	595	892	(33)
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	50	68	76	36	(11)	142	293	(52)
ออสเตรเลีย	(10)	(1)	(7)	90	86	(12)	(13)	8
อเมริกา	(46)	(2)	(3)	96	33	(51)	(9)	>(100)
แอฟริกา	(1)	(3)	4	>(100)	>(100)	(9)	22	>(100)
อื่นๆ	(9)	(0.49)	(4)	95	88	(12)	(9)	(33)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(8)	(24)	(6)	>(100)	>(100)	(14)	9	>(100)
รวม	134	230	358	72	(36)	639	1,185	(46)

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 96 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 72 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 134 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์) และเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 3 ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 192 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 22 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 158 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น และจากการกลับรายการผลประโยชน์ทางภาษีที่เคยรับรู้ไว้ในงวดบัญชีก่อนในไตรมาส 3 ปี 2563 จากการเปลี่ยนสกุลเงินในการคำนวณภาษีเงินได้ปิโตรเลียม นอกจากนี้ ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้นตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น**

ในไตรมาส 3 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีกำไรสุทธิ 50 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง โดยหลักเป็นผลจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ลดลง ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

ในไตรมาส 3 ปี 2563 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 2 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 96 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2563 ที่มีขาดทุนสุทธิ 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนดีในไตรมาส 2 ปี 2563

ไตรมาส 3 ปี 2563 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2563 มีกำไรสุทธิ 230 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 128 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ส่วนใหญ่จากประเทศไทยลดลง 106 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 18 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

- **ประเทศไทย**

ในไตรมาส 3 ปี 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 192 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 106 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 36 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 298 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลง จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และค่าภาคหลวงลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง นอกจากนี้ ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายลดลง ตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2563 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 24 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 18 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรก่อนภาษีที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับค่าใช้จ่ายในการบริหารที่ลดลง

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เปรียบเทียบกับ ปี 2562

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 มีกำไรสุทธิ 639 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 546 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 46 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 1,185 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยลดลง 297 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นลดลง 151 ล้านดอลลาร์) และเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 42 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมถึงเขตภูมิศาสตร์แอฟริกา 31 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

● เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

– ประเทศไทย

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 595 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 297 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 33 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 892 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง ในขณะที่ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลงตามรายได้จากการขายที่ลดลง รวมทั้งค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่าย ลดลงตามปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง และค่าภาคหลวงลดลง ตามรายได้จากการขายที่ลดลง

– เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น มีกำไรสุทธิ 142 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 151 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 52 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 293 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการมาเลเซียจากการเข้าซื้อธุรกิจในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2562 นอกจากนี้ รายได้จากการขายลดลงตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง แม้ว่าปริมาณการขายเฉลี่ยจะเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง โดยหลักเป็นผลจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจที่ลดลง

● เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

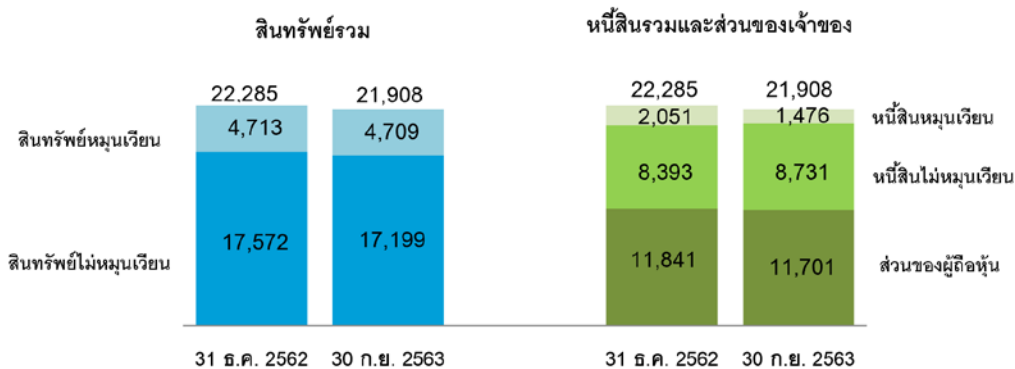
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 51 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 42 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีขาดทุนสุทธิ 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์

● เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2563 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 31 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2562 ที่มีกำไรสุทธิ 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยที่ลดลง

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 21,908 ล้านบาท ลดลง 377 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 22,285 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ มีจำนวนลดลง 4 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลมาจากลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นลดลง 311 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายที่ลดลง สหกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมถึงเงินลงทุนระยะสั้นที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากกระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงาน
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนลดลง 373 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการตัดค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย แม้ว่าจะมีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,207 ล้านบาท ลดลงจำนวน 237 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 10,444 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น และภาษีเงินได้ค้างจ่าย โดยมีจำนวนลดลง 575 ล้านบาท สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 477 ล้านบาทจากการจ่ายภาษีเงินได้ค้างจ่ายสำหรับปี 2562 และเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นลดลง 139 ล้านบาท
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค้ำประกันอุปกรณ์การผลิต หนี้กู้ยืม และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 338 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหนี้สินตามสัญญาเช่าที่เพิ่มขึ้น 239 ล้านบาท และหนี้กู้ยืมเพิ่มขึ้น 80 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการออกหุ้นกู้เพิ่มขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น

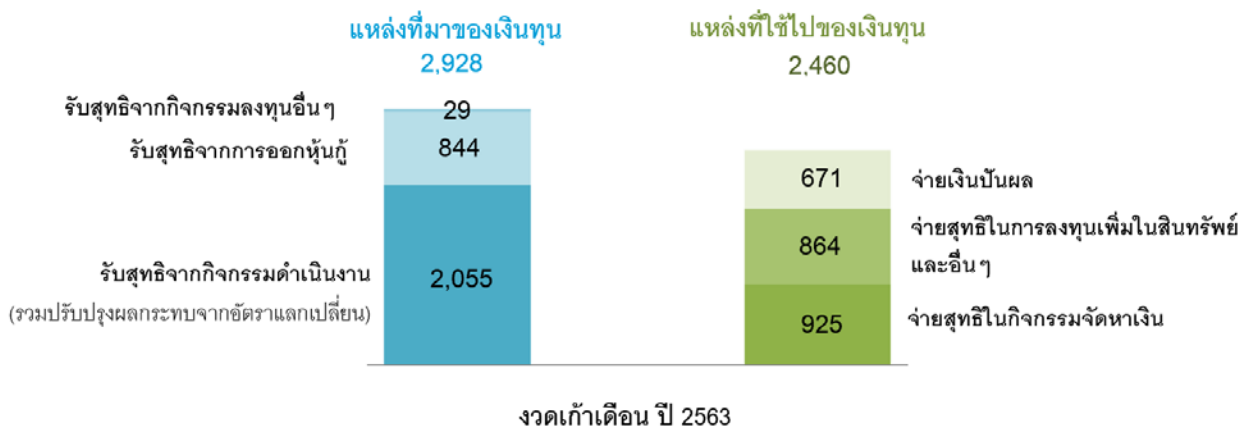
ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้น 11,701 ล้านบาท ลดลง 140 ล้านบาท จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 จำนวน 11,841 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลมาจากในงวดเก้าเดือนสิ้นสุด 30 กันยายน 2563 มีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2562 และงวดหกเดือนแรกของปี 2563 รวมทั้งมีการซื้อคืนหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้นที่เป็นสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐอเมริกาที่คงเหลืออยู่ทั้งจำนวน สหกับกำไรสำหรับงวด

โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,701 ล้านบาท และหนี้สินรวม 10,207 ล้านบาท ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,874 ล้านบาท โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 3.58 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 14.34 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์ และเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ต่ออัตราดอกเบี้ยลอยตัวที่ร้อยละ 82:18

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท



ณ วันที่ 30 กันยายน 2563 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,491 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 468 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2562 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดรวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 3,023 ล้านบาท สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุน จำนวน 2,928 ล้านบาท สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย สุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ และเงินสดรับสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงินจากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิในสกุลเงินดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุน จำนวน 2,460 ล้านบาท สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการซื้อคืนหุ้นกู้ไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ก่อนกำหนด รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2562 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2563 สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิจากการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการเอส1 และโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2563	ไตรมาส 3 ปี 2563	ไตรมาส 3 ปี 2562	เก้าเดือน ปี 2563	เก้าเดือน ปี 2562
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	66.72	70.99	69.15	70.14	72.24
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.76	8.64	12.26	8.64	12.26
อัตรากำไรสุทธิ	18.28	17.01	23.64	17.01	23.64
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.33	0.18	0.33	0.18
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.73	0.78	0.49	0.78	0.49

หมายเหตุ:

- อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
- อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ช้อนหลัง 12 เดือน
- อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ช้อนหลัง 12 เดือน
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
- อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรช้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2563 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินงานกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการ ใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 247,626 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 72 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 84,258 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 24 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทย ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบกโดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** ที่สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน **โครงการบงกช โครงการอาทิตย์ และโครงการคอนแท็ค 4** สามารถผลิตได้ตามการเรียกปรับก๊าซของผู้ซื้อ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** ได้เริ่มดำเนินการตามแผนดำเนินงานในช่วงเตรียมการ ซึ่งรวมถึงการเริ่มวางแผนการเจาะหลุมสำรวจ การสร้างแท่นผลิตและท่อส่งก๊าซ และการศึกษาการเตรียมความพร้อมในด้านอื่น ๆ เพื่อเตรียมผลิตก๊าซ ให้ได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปริมาณขั้นต่ำรวม 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี 2565-2566 เป็นต้นไป โดยได้ประสานงานกับผู้รับสัมปทานรายเดิมและกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอย่างใกล้ชิด เพื่อให้การเปลี่ยนแปลงผ่านการดำเนินการเป็นไปอย่างราบรื่น โดยเฉพาะแหล่งเอราวัณ ซึ่งยังคงอยู่ในระหว่างการเจรจาขอเข้าพื้นที่เพื่อเข้าไปติดตั้งแท่นผลิตและท่อใต้ทะเลให้ได้ตามแผน ทั้งนี้ จากที่มีข่าวว่าบริษัท เซฟรอน ได้แจ้งเรื่องไปยังอนุญาโตตุลาการ เพื่อหาข้อยุติที่ชัดเจนเกี่ยวกับข้อพิพาทในการหาผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายการรื้อถอนแท่นขุดเจาะที่ใช้ในกิจการปิโตรเลียมของแหล่งเอราวัณ ข้อพิพาทนี้เป็นเรื่องระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและเซฟรอน โดยเรื่องนี้ไม่เกี่ยวข้องกับการเจรจาขอเข้าพื้นที่ของบริษัทดังกล่าวข้างต้น

โครงการในเมียนมา

โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase) ในเมียนมา อาทิ **โครงการซอดิก้า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเมียนมา เอ็ม 3** ปัจจุบันอยู่ระหว่างรอการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการฉบับปรับปรุงจากรัฐบาลที่บริษัทได้ยื่นไปในไตรมาส 3 ปี 2563 โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติหลังจาก Notice to Proceed ของโครงการ Gas to Power ได้รับการอนุมัติ **โครงการเมียนมา MD-7** ได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในเดือนมีนาคมที่ผ่านมา และไม่พบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการพัฒนา ขณะนี้ทางโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการคืนพื้นที่ให้แก่รัฐบาล

โครงการในมาเลเซีย

โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase) ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่ง รัฐ Sabah ประกอบไปด้วย แหล่ง Kikeh, Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) และ**โครงการซาราวัค เอสเค 309 และ เอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัค ทั้งสองโครงการมีการผลิตที่ต่ำกว่าแผนเนื่องจากความต้องการพลังงานลดลงจากสถานการณ์โควิด-19 รวมทั้งจากการที่รัฐบาลมาเลเซียประกาศใช้มาตรการในการควบคุมสถานการณ์การแพร่ระบาดของโรคโควิด-19 มีผลให้แผนงานซ่อมบำรุงล่าช้าออกไป และกระทบต่อปริมาณการผลิตจากแผนเดิมที่วางไว้เล็กน้อย

โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ได้แก่ **โครงการแปลงเอช** ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐ Sabah มีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในระหว่างการทำการทดสอบระบบในขั้นต้นสุดท้ายก่อนการผลิตตามแผนเดิมในปลายไตรมาส 3 ได้พบความขัดข้องในการทำงานของอุปกรณ์ใต้น้ำ (Subsea Component) ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการแก้ไขโดยได้รับความช่วยเหลือจากปิโตรนาส บริษัทคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2564 ทั้งนี้ เหตุการณ์นี้ไม่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยไม่มีการรั่วไหลของไฮโดรคาร์บอนสู่ทะเลหรือชั้นบรรยากาศ

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ได้แก่ **โครงการซาราวัค เอสเค 410 ปี** แห่ง Lang Lebah อยู่ระหว่างการศึกษาค้นคว้าและพัฒนาโครงการและการเจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม เพื่อยืนยันศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม โดยคาดว่าจะทราบผลภายในปีนี้ และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัค เอสเค 417, โครงการซาราวัค เอสเค 438 และ โครงการซาราวัค เอสเค 405 ปี** อยู่ระหว่างการวางแผนเจาะหลุมสำรวจและประเมินผลเพื่อดำเนินการเจาะหลุมสำรวจในปี 2563-2564 ในส่วนของ **โครงการพีเอ็ม 415** อยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม เพื่อประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมภายในโครงการ อย่างไรก็ตาม โครงการสำรวจอื่นๆ ในมาเลเซีย อยู่ระหว่างศึกษาและพิจารณาจัดลำดับความสำคัญของแผนการเจาะหลุมสำรวจตามความเหมาะสมต่อไป

โครงการในเวียดนาม

โครงการที่ดำเนินการผลิตหลัก (Production Phase) สำหรับโครงการในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการได้ทำการเจาะหลุมประเมิน 1 หลุมแล้วเสร็จในไตรมาส 2 ปี 2563 และสามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามเป้าหมาย สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และ โครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) โดยเบื้องต้นคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลาง

ในไตรมาสนี้ บริษัทมีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในตะวันออกกลางรวมอยู่ที่ 8,340 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 2 ของปริมาณการขายทั้งหมด ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคนี้ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)

โครงการร่วมทุนในโอมานมี **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการพีดีโอ (แปลง 6)** เป็นแปลงสัมปทานบนบกที่มีศักยภาพและมีขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน **โครงการมุกโคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ที่ทางทิศใต้ของโอมาน ซึ่งในไตรมาสนี้ ทั้งสองโครงการยังคงลดกำลังการผลิตลง ตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ เพื่อพยุงราคาน้ำมันซึ่งตกต่ำจากความต้องการใช้ที่ลดลง สำหรับ**โครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการโอมาน ออนซอร์แปลง 12** ซึ่งได้รับสิทธิการสำรวจและการแบ่งปันผลผลิต (Exploration and Production Sharing Agreement: EPSA) จากรัฐบาล ร่วมกับบริษัท โททาล ในเดือนกุมภาพันธ์ 2563 ซึ่งเป็นแปลงสำรวจก๊าซธรรมชาติบนบก ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศ ทางโครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์

โครงการร่วมทุนในยูเออี**ที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ได้แก่ **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป **โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2** อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกต่อไป

โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มี**โครงการหลักที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ในภูมิภาคนี้ ได้แก่ สหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก)

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ **โครงการบารารินเนียส 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 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมในปี 2564 และ**โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการวางแผนประเมินศักยภาพและพัฒนาปิโตรเลียมสำหรับแหล่ง Polok และ Chinwol เพื่อเสนอขออนุมัติจากหน่วยงานรัฐบาลของประเทศเม็กซิโกต่อไป

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสเตรเลีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 8 แปลงสัมปทาน

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

โครงการในแอฟริกา

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

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี ซึ่งเป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ปัจจุบันได้รับผลกระทบจากการลดอัตราการผลิตของกลุ่มประเทศ OPEC+ ประมาณ 15 - 20% ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2563 ที่ผ่านมา ในไตรมาส 2 อัตราการผลิตเฉลี่ยอยู่ที่ 15,000 - 16,000 บาร์เรลต่อวัน และอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตเป็นประมาณ 38,000 - 40,000 บาร์เรลต่อวัน

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

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในไตรมาส 3 ปี 2563 โครงการได้กลับมาดำเนินการก่อสร้างอีกครั้งตั้งแต่กลางเดือนมิถุนายนที่ผ่านมา หลังจากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ทั้งนี้ ความคืบหน้าในงานก่อสร้างโรงงาน LNG ยังเป็นไปตามแผนงาน ในส่วนงานจัดหาเรือโครงการได้คัดเลือกบริษัทเจ้าของเรือ (LNG Ship-owner) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการสรุปและทำสัญญาเช่าเรือ (Time Charter Party Agreement) นอกจากนี้ โครงการอยู่ในระหว่างการเตรียมเอกสารเพื่อเบิกเงินกู้จากการทำ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างและพัฒนาโครงการฯ โดยคาดว่าจะสามารถเบิกเงินงวดแรกได้ภายในสิ้นปี 2563 ตามแผน ทั้งนี้ โครงการยังคงกำหนดแผนการผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2567 ตามเดิม

กลยุทธ์การบริหารจัดการเพื่อความยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติที่เป็นสากลและตามมาตรฐานของสหประชาชาติ โดยมีการดำเนินงานภายใต้แนวคิด FROM “WE” to “WORLD” เพื่อมุ่งสู่การเป็น “องค์กรแห่งความยั่งยืน” ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกกลุ่ม สามารถสร้างความมั่นคงทางพลังงาน พร้อมส่งมอบคุณค่าและสร้างความยั่งยืนให้แก่สังคม

เพื่อให้สอดคล้องกับวิสัยทัศน์การเป็น “Energy Partner of Choice” ปตท.สผ. ได้กำหนดกรอบแนวคิดด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนเป็นหลักการในการดำเนินงานร่วมกันขององค์กร อันประกอบไปด้วย 3 องค์ประกอบหลัก ได้แก่ การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาสนี้ได้แก่

ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ ปตท.สผ. ยังคงพร้อมเดินหน้าแผนงานปี 2563 โดยเน้นการดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก EXECUTE และต่อยอดการ EXPAND ท่ามกลางความท้าทายที่หลากหลายซึ่งอุตสาหกรรมต่าง ๆ รวมถึงธุรกิจปิโตรเลียมกำลังเผชิญอยู่ ปตท.สผ. ได้ทำการปรับแผนปฏิบัติการให้สอดคล้องกับสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลง เพื่อเพิ่มความได้เปรียบในการแข่งขัน และส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน ซึ่งสามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

- เสริมความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ.** โดยพิจารณาปรับแผนพัฒนาและแผนการผลิตให้เหมาะสมด้วยต้นทุนที่แข่งขันได้ โดยบริษัทได้กำหนดเป้าหมายในการลดต้นทุนต่อหน่วย (Unit Cost) อย่างต่อเนื่อง ให้อยู่ในระดับ Top quartile ของกลุ่มอุตสาหกรรม (ที่ระดับประมาณ 25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ในขณะที่ยังคงสามารถรักษาอัตราการเติบโตของการผลิตเฉลี่ยต่อปี (CAGR) ที่ร้อยละ 5 ภายในปี 2573 โดยการทบทวนแผนงานและพิจารณาปรับลดงบประมาณลงทุนสำหรับปี 2563 และปีถัด ๆ ไป โดยเน้นการเพิ่มมูลค่าของโครงการทั้งหมด ซึ่งประกอบด้วย การเลื่อนกิจกรรมที่ไม่จำเป็นออกไป การปรับแผนพัฒนาโครงการให้สอดคล้องตามการคาดการณ์ของอุปทานหลังสถานการณ์โควิด-19 ตลอดจนการศึกษาค่าเหมาะสมในการนำเทคโนโลยีใหม่มาใช้เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพการทำงานและลดต้นทุนในอนาคต
- ขยายพอร์ตการสำรวจและผลิต** โดยการแสวงหาโอกาสการลงทุนในช่วงวิกฤตครั้งนี้ร่วมกับพันธมิตรทางธุรกิจ (Strategic Alliance) ที่มีประสบการณ์ในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อรักษาอัตราส่วนปริมาณสำรองปิโตรเลียมต่อการผลิตที่ 7 ปี
- ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร** โดยการปรับเปลี่ยนกลยุทธ์ LNG ของบริษัท และกำหนดเป้าหมายการลงทุนร่วมกันทั้งในต้นน้ำและในโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) โดยมุ่งเน้นส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจใหม่** เช่น ธุรกิจไฟฟ้า การแสวงหาโอกาสการลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และลม และการต่อยอดและขยายธุรกิจ AI & Robotics Venture (ARV) ใน 4 ภาคส่วน ซึ่งได้แก่ การตรวจสอบและซ่อมบำรุงอุปกรณ์ได้ทะเล การเกษตร การแพทย์ และการใช้อากาศยานไร้คนขับ (Drone) ในการตรวจสอบทางเทคนิค และเร่งรัดผลักดันการพัฒนาโครงการ Gas to Power ในประเทศเมียนมา โดยบริษัทมีเป้าหมายว่าภายในปี 2573 ร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิรวมจะมาจากธุรกิจใหม่เหล่านี้
- ปรับเปลี่ยนการทำงานให้เข้ากับฐานวิถีชีวิตใหม่ (New Normal)** เป้าหมายหลักประการหนึ่งของ ปตท.สผ. คือการเตรียมบริษัทให้พร้อมสำหรับโลกหลังโควิด-19 โดยการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานในระยะยาว ผ่าน Transformation Initiatives ต่างๆ เพื่อให้บริษัทสามารถอยู่กับราคาน้ำมันที่ผันผวนในทุกสถานการณ์ ดังนี้:
 - Organizational Transformation จัดทำ workshop และ special camp เพื่อสร้างความเปลี่ยนแปลงทางความคิดให้กับพนักงานโดยการกำหนดเป้าหมายที่มีจุดมุ่งหมายที่ชัดเจน ส่งเสริมรูปแบบการทำงานเป็นเครือข่ายแทนที่จะเป็นลำดับขั้น เพิ่มขีดความสามารถให้กับทุกคน รวมทั้งส่งเสริมความกล้าที่จะลองและความโปร่งใสของการทำงาน ให้เกิดความร่วมมือในการมีเป้าหมายร่วมกันและพร้อมรับการเปลี่ยนแปลง ทำให้พนักงานได้ทำงานอย่างมีความสุขและสร้างประโยชน์เพิ่มเติมให้กับบริษัทฯ ได้อย่างมากมาย
 - New Normal Transformation ใช้ “วิธีการทำงานแบบใหม่” (New Way of Working) เพื่อให้พนักงานมีความยืดหยุ่นและมีอิสระในการจัดระเบียบตัวเอง โดยการเปิดให้ใช้ remote working รวมถึงส่งเสริมความคิดใหม่ๆ เช่น การเปิดใจให้กว้าง ความพยายามที่จะลองทำ สื่อสารให้บ่อยขึ้น จัดการทีมให้มีประสิทธิภาพ และการตอบโต้ในเชิงสร้างสรรค์
 - Digital Transformation นำเทคโนโลยีดิจิทัลและออนไลน์มาประยุกต์ใช้เพื่อส่งเสริมการทำงานในรูปแบบใหม่ (New Way of Working) ที่มีประสิทธิภาพและประสิทธิผลมากขึ้น เช่น การพัฒนาระบบ Digital HR ที่สามารถทำ Workforce data analytics และใช้ A.I. เพื่อช่วย talent management and succession planning

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2563 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 3,500 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ บริษัทได้บริหารจัดการโครงสร้างทางการเงินในส่วนของผู้ถือหุ้นสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ต่อเนื่องจากปลายปี 2562 ส่งผลให้ต้นทุนทางการเงินลดลงจากร้อยละ 4.41 เป็น 3.58 โดยไม่มีภาระเงินกู้ที่ต้องชำระในปี 2563-2564 บริษัทจึงมั่นใจว่าสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูงของบริษัทพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และภาวะเศรษฐกิจโลกที่คาดว่าจะยังคงชะลอตัวอีกระยะหนึ่ง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพ และลดต้นทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีจุดประสงค์หลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การแยกสิ่งปนเปื้อนที่ไม่ต้องการออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรีไซเคิลแทนผลผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 3 ปี 2563 มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 38 โครงการ ซึ่งมีโครงการที่อยู่ระหว่างการทดสอบในขั้นนำร่องประมาณ 10 โครงการ อีกทั้ง ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดในไตรมาส 3 ปี 2563 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.04 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.20 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ทั้งนี้ ในไตรมาส 3 ปตท.สผ. ได้รับคัดเลือกให้เป็นสมาชิกดัชนีความยั่งยืนระดับโลก “FTSE4Good Index Series” ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 จากบริษัท ฟุตซี รัสเซิล ซึ่งแสดงให้เห็นว่า ปตท.สผ. มีคุณสมบัติตรงตามข้อกำหนดของ FTSE4Good Index Series ซึ่งเป็นดัชนีที่ใช้ชี้วัดผลการดำเนินงานทั้งด้านสิ่งแวดล้อม สังคม และธรรมาภิบาล (ESG)

ด้านการกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการกำกับการปฏิบัติตามกฎหมาย (GRC) ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายใน อย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยการดำเนินงานที่สำคัญตาม GRC Roadmap ในไตรมาสที่ 3 สรุปได้ดังนี้

- ขยายการสื่อสารเกี่ยวกับกลยุทธ์ GRC และการสร้างความรู้ความเข้าใจหลักการ GRC ให้กับพนักงานในโครงการต่างประเทศผ่านหลักสูตรฝึกอบรมพื้นฐาน (GRC101) เพื่อเตรียมความพร้อมในการยกระดับการทำงานของโครงการต่าง ๆ ให้สอดคล้องตามหลักการและกลยุทธ์ GRC รวมทั้งปรับรูปแบบการสื่อสาร GRC โดยนำเทคโนโลยีเข้ามาช่วย เช่น การจัด GRC Live Broadcast ให้กับพนักงานทั่วทั้งองค์กร เพื่อให้การส่งเสริมวัฒนธรรมด้าน GRC มีความต่อเนื่องในช่วงที่ยังคงมีการแพร่ระบาดของโควิด-19
- ศึกษาการดำเนินงานด้านการกำกับดูแล (Assurances) ของหน่วยงานต่าง ๆ ในระดับ Second Line of Defense ทั้งหมด เพื่อวิเคราะห์และกำหนดแนวทางในการพัฒนาการกำกับดูแลให้มีประสิทธิภาพ กระชับ คล่องตัว และสามารถตอบสนองต่อการปรับเปลี่ยนขององค์กรได้อย่างทันทั่วถึง

หนึ่งในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. ได้รับการประกาศให้เป็นองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชนดีเด่น ประเภทรัฐวิสาหกิจอีกครั้งหนึ่งจากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ซึ่งเป็นการได้รับรางวัลอย่างต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 อันเป็นผลมาจากการดำเนินธุรกิจที่ยึดมั่นในการให้ความเคารพในความแตกต่างและนำหลักสิทธิมนุษยชนสากลมาเป็นพื้นฐานของการดำเนินงาน ตลอดจนมีการกำหนดแนวปฏิบัติ รวมถึงระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนอย่างชัดเจน และมีการสร้างความเข้าใจในเรื่องสิทธิมนุษยชนให้กับบุคลากรผ่านการฝึกอบรมต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง รวมทั้งมีระบบและกระบวนการรับเรื่องร้องเรียน (Whistleblowing) ที่ชัดเจนซึ่งสามารถเข้าถึงได้โดยผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทั้งภายในและภายนอกองค์กร

ด้านการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย (SVC) ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ พื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม รวมถึงได้ให้ความสำคัญสนับสนุนหน่วยงานต่าง ๆ เพื่อป้องกันการแพร่ระบาดของโควิด-19 โดย ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวดังนี้

- **กลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Reduction)** เพื่อบรรเทาปัญหาภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Footprint) โดยได้ตั้งเป้าหมายความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2563 บริษัทสามารถลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 9 ด้วยการนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์หรือนำเข้ากระบวนการผลิต การใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ การปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต และการลดการรั่วไหลของก๊าซมีเทนจากกระบวนการผลิตอย่างต่อเนื่อง
- **กลยุทธ์การใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่า ลดของเหลือทิ้ง (Circular Model for E&P)** ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างและอุปกรณ์หลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสมปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ โดยในปีนี้ ปตท.สผ. มีโครงการศึกษาการใช้ประโยชน์จากหินและดินที่เป็นของเสียจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) ด้วยการนำมาพัฒนาต่อยอดเป็นวัสดุทดแทนในการสร้างและซ่อมแซมถนนซึ่งได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานเบื้องต้นในพื้นที่ศูนย์วิจัยพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สผ. (PTTEP Technology and Innovation Centre – PTIC) ด้วยระยะทาง 120 เมตร ในเดือนสิงหาคมที่ผ่านมา รวมถึงในไตรมาส 3 บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ สอดคล้องกับเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย
- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต (Ocean for Life)** ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยมีเป้าหมายในการเพิ่มความสมบูรณ์และความหลากหลายของทรัพยากรทางทะเล (Biodiversity) และรายได้ของประชากรที่พึ่งพาทรัพยากรทางทะเล (Improve Local Economy) จากปีฐาน 2562 โดยในไตรมาส 3 นี้ได้สนับสนุนการฟื้นฟู ดูแล อนุรักษ์ทะเลอย่างเป็นรูปธรรม (Ramp up CSR around Ocean) โดยการทำบ้านปลาและวางแนวเขตอนุรักษ์จำนวน 5 แห่ง ในพื้นที่จังหวัดสงขลา จังหวัดปัตตานี และจังหวัดนครศรีธรรมราช

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนกลยุทธ์การสร้างคุณค่าในระยะยาว อาทิ โครงการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า โครงการผลิตท่อนานคาร์บอนโดยใช้ก๊าซธรรมชาติส่วนเกินจากปล่องเผาทิ้ง โครงการเปลี่ยนทรายเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า และโครงการพัฒนาทุนสำหรับตรวจวัดคุณภาพของน้ำทะเล เป็นต้น ซึ่งโครงการดังกล่าวข้างต้น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนา และการทดสอบในขั้นนำร่อง

ทั้งนี้ ในไตรมาส 3 ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้รับใบประกาศเกียรติคุณเชิดชูเกียรติจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. ในโอกาสที่บริษัทฯ ได้ร่วมโครงการสนับสนุนกิจกรรมลดก๊าซเรือนกระจก (Low Emission Support Scheme: LESS) ทั้งที่สำนักงานใหญ่ และฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียมจังหวัดสงขลา และจังหวัดระนอง

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ภาพรวมตลาดน้ำมันในไตรมาสสุดท้ายของปี 2563 คาดว่ายังคงเป็นภาพของการค่อย ๆ ฟื้นตัวจากจุดต่ำสุดของวิกฤติโควิด-19 ในไตรมาส 2 ซึ่งการฟื้นตัวดังกล่าวอาจจะเป็นไปได้ช้ากว่าที่คาด เนื่องจากผลกระทบจากโควิด-19 ยาวนานกว่าที่คาดการณ์ โดยมีการระบาดรอบสองในประเทศสำคัญ เช่น สหราชอาณาจักร และฝรั่งเศส และการระบาดในสหรัฐอเมริกา (สหรัฐฯ) และอินเดีย ที่ยังคงมีอย่างต่อเนื่อง ถึงแม้ว่ากิจกรรมทางเศรษฐกิจในหลายประเทศเริ่มเข้าสู่ภาวะปกติ อาทิ การเดินทางโดยรถยนต์ การผลิตภาคอุตสาหกรรม ซึ่งคาดว่าอาจต้องใช้เวลาราวครึ่งปีหลังของ 2564 อุปสงค์น้ำมันจึงจะค่อยฟื้นกลับมาในระดับก่อนเกิดโควิด-19

ในด้านอุปทาน คาดว่าจะถูกควบคุมให้สมดุลกับอุปสงค์ต่อไปโดยกลุ่ม OPEC+ ซึ่งส่วนใหญ่สามารถลดกำลังการผลิตได้ตามข้อตกลง อย่างไรก็ตาม ยังต้องมีการจับตามองบางประเทศซึ่งที่ผ่านมาไม่สามารถปฏิบัติตามข้อตกลง เช่น อิรักและไนจีเรีย อาจเป็นสาเหตุให้เกิดความขัดแย้งในการร่วมมือของกลุ่ม OPEC+ ได้ ในขณะที่กิจกรรมการลงทุนขุดเจาะน้ำมันของบริษัทน้ำมันทั่วโลกคาดว่าจะอยู่ในระดับต่ำต่อไป จะช่วยให้อุปทานน้ำมันดิบโลกลดการเติบโตลงหรือแม้กระทั่งอาจเติบโตติดลบได้ในอนาคต โดยเฉพาะในสหรัฐฯ การผลิตและจำนวนแท่นขุดเจาะน้ำมันดิบลดลงอย่างมีนัยสำคัญมาอยู่ในระดับต่ำที่สุดในรอบ 10 ปี แต่ทั้งนี้ หากราคาน้ำมันดิบสูงขึ้นจนมากกว่าต้นทุนในการผลิต Shale อุปทานจากสหรัฐฯ ก็จะสามารถกลับมาได้บ้างในระยะสั้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันในช่วงไตรมาส 4 ปี 2563 น่าจะฟื้นตัวขึ้น โดยคาดว่าราคาเฉลี่ยจะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 40-45 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยปัจจัยที่นำจับตา ได้แก่ การเลือกตั้งสหรัฐอเมริกาในเดือนพฤศจิกายนซึ่งจะมีผลต่อทิศทางเศรษฐกิจโลก และการประชุมใหญ่ประจำปีของกลุ่ม OPEC ในเดือนธันวาคมซึ่งจะมีผลต่อการกำหนดทิศทางอุปทานน้ำมัน

สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

สำหรับปี 2563 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในสภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นจากปี 2562 ประมาณ 20 ล้านตัน (คิดเป็นร้อยละ 6) (ที่มา: FGE ณ เดือนกันยายน 2563) อย่างไรก็ตาม ในช่วงครึ่งปีหลังโครงการใหญ่ในประเทศออสเตรเลียและสหรัฐอเมริกามีการหยุดการผลิต ทำให้ปริมาณการผลิตรวมลดลง สำหรับราคา LNG ในไตรมาส 4 ปี 2563 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นจากความต้องการใช้ LNG ในช่วงฤดูหนาวที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้น รวมถึงปัจจัยทางด้านเศรษฐกิจที่เริ่มฟื้นตัวในหลายประเทศ โดยตลาดคาดว่าราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 3.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ที่มา: FGE, WM, PIRA) นอกจากนี้ ปัจจัยด้านอุปทานเกี่ยวกับการผลิตที่ไม่เป็นไปตามแผนของโครงการปัจจุบัน รวมถึง จำนวนโครงการที่ได้รับอนุมัติให้ก่อสร้างในช่วงปี 2559 – 2560 มีปริมาณน้อย ส่งผลให้อุปทานออกมาไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ในปี 2565 – 2567 โดยคาดว่าสภาวะล้นตลาดของ LNG จะเริ่มกลับเข้าสู่จุดสมดุลในปี 2568

ทั้งนี้ จากสถานการณ์ราคา Spot LNG ที่ปรับลดลงมาในระดับต่ำกว่า 3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในช่วงไตรมาส 2 ทำให้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) มีนโยบายให้มีการนำเข้า LNG จากตลาดจรเข้ามาใช้ในประเทศเพิ่มขึ้นเพื่อลดต้นทุนค่าไฟฟ้าประกอบกับความต้องการพลังงานโดยรวมที่ลดลง จึงทำให้มีการเรียกซื้อก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยลดลงด้วย แต่อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายเดือนกันยายนราคา Spot LNG ได้ปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ในระดับที่มากกว่า 5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู แล้ว เป็นผลให้การนำเข้าจริงในปี 2563 น่าจะต่ำกว่าที่คาดการณ์ไว้ในไตรมาส 2 โดยในไตรมาสนี้จะเห็นได้ว่าปริมาณการเรียกเก็บก๊าซในอ่าวไทยโดยเฉพาะในโครงการหลัก อาทิ โครงการบงกชและโครงการคอนแท็ค 4 เพิ่มขึ้นแล้วเมื่อเทียบกับไตรมาสที่ผ่านมาและบริษัทคาดว่า การเรียกเก็บก๊าซจะสูงขึ้นต่อเนื่องในไตรมาสนี้

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในช่วงที่เหลือของปีมีแนวโน้มหดตัวน้อยลงจากกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เริ่มปรับตัวดีขึ้น และในปี 2564 มีแนวโน้มขยายตัวที่ชะลอลงกว่าประมาณการเดิม ท่ามกลางความเสี่ยงกดดันจากหลายด้าน โดยเฉพาะอัตราการว่างงานที่มีแนวโน้มจะสูงขึ้น จากการปิดกิจการของธุรกิจ รวมถึงยังต้องระวังความเสี่ยงจากโอกาสเกิดการระบาดระลอกที่สองของไวรัสโควิด-19 นอกจากนี้ การแพร่ระบาดของไวรัสโควิด-19 ทั่วโลกยังมีความรุนแรง ทำให้การฟื้นตัวของภาคท่องเที่ยวและส่งออกยังคงมีความไม่แน่นอน อย่างไรก็ตาม สถานะการเงินของประเทศไทยยังคงมีเสถียรภาพ อัตราเงินเฟ้อทั่วไปมีแนวโน้มขยายตัวตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและคาดว่าจะกลับมาอยู่ที่ขอบล่างของกรอบเป้าหมายร้อยละ 1 ได้ในป็นี่นา ในด้านนโยบายการเงิน คาดการณ์ว่าโอกาสการลดดอกเบี้ยนโยบายเพิ่มเติมมีน้อยลง เพื่อรักษาขีดความสามารถของการดำเนินนโยบายการเงินไว้

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. คาดว่ายังคงมีความผันผวนในช่วงที่เหลือของปี โดยคาดการณ์ว่าจะเคลื่อนไหวไปในทิศทางแข็งค่าเล็กน้อยจากปัจจุบันและอยู่ในกรอบ 30.50 – 31.50 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากค่าเงินดอลลาร์ สรอ. มีแนวโน้มอ่อนค่าลงตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก การส่งสัญญาณดำเนินนโยบายการเงินที่ผ่อนคลายของธนาคารกลางสหรัฐฯ และความตึงเครียดเรื่องสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีนที่ยังคงอยู่ นอกจากนี้ เงินทุนเคลื่อนย้ายมีแนวโน้มไหลกลับเข้าตลาดเกิดใหม่รวมถึงตลาดการ

เงินไทย ทำให้มีความกังวลว่าค่าเงินบาทอาจกลับมาแข็งค่าขึ้นอย่างรวดเร็ว ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจได้ อย่างไรก็ตาม ยังมีประเด็นที่ต้องติดตามคือ สถานการณ์การเมืองในประเทศที่ยังมีความไม่แน่นอนและนโยบายกระตุ้นเศรษฐกิจว่าจะนำไปไหนทิศทางใด รวมถึงผลการเลือกตั้งประธานาธิบดีสหรัฐฯ ในช่วงเดือนพฤศจิกายน ที่จะส่งผลกระทบต่อความผันผวนในตลาดการเงินโลกมากน้อยเพียงใด

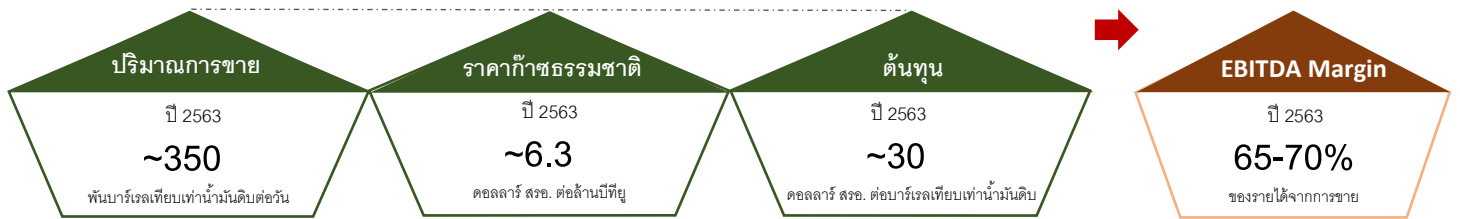
อนึ่ง ปตท.สม. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุลเงิน USD และ USD-linked และค่าใช้จ่ายที่ส่วนใหญ่อยู่ในสกุล USD ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้อยู่ในสกุลเงิน USD ปตท.สม. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward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

ปัจจัยอื่นที่สำคัญที่กระทบกับการดำเนินงานของบริษัท

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

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สม. สำหรับปี 2563

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2563 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสถานการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไป มีสรุปประมาณการดังนี้



หมายเหตุ: 1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2563 ที่ประมาณ 41 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ปริมาณการขาย

ปตท.สม. คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 350,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งลดลงจากปริมาณการขายเฉลี่ยปี 2562 จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 ที่ทำให้ความต้องการพลังงานลดลง ประกอบกับมีการนำเข้า LNG เพื่อใช้ในประเทศเพิ่มขึ้นจากการที่ราคา Spot LNG ปรับตัวลดลงเป็นอย่างมากในช่วงครึ่งแรกของปี

ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของปี 2563 จะอยู่ที่ประมาณ 6.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันในตลาดโลก
- การประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2563 มีปริมาณน้ำมันภายใต้สัญญาประกันความเสี่ยงที่ยังไม่ครบกำหนดอยู่ที่ประมาณ 9 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

สำหรับปี 2563 ปตท.สม. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยคาดว่าจะสามารถลดรายจ่ายจากแผนการลงทุนเดิมได้มากกว่าร้อยละ 16 จากประมาณ 4,600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ที่ตั้งไว้เมื่อต้นปี