PTTEP

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ (MD&A)

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569

บทสรุปผู้บริหาร

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 1 ปี 2569 อยู่ที่ 87.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 63.82 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักจากปัจจัยทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกา อิสราเอล และอิหร่าน รวมถึงความกดดันจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้อุปทานน้ำมันในตลาดโลกตึงตัว แม้ว่าในช่วงต้นไตรมาส ราคาน้ำมันดิบจะได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่จะเพิ่มขึ้นจากเวเนซุเอลาและกลุ่ม OPEC+ ทั้งนี้ บริษัทคาดการณ์ว่า **ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2569 จะอยู่ในกรอบ 90-110 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** โดยราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูงเริ่มส่งผลต่อแรงกดดันด้านเงินเฟ้อและต้นทุนพลังงานในหลายประเทศ ซึ่งอาจกระทบต่อกิจกรรมทางเศรษฐกิจและการบริโภคในระยะถัดไป ขณะเดียวกัน อุปสงค์น้ำมันดิบโลกยังอาจถูกกดดันจากมาตรการประหยัดพลังงานและแนวโน้มเศรษฐกิจโลกที่ยังมีความไม่แน่นอน ส่งผลให้ราคาน้ำมันในช่วงที่เหลือของปีมีแนวโน้มผันผวนสูง โดยคาดการณ์ว่า **ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2569 จะอยู่ในกรอบ 80-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** และมีปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย–ยูเครน และแนวโน้มเศรษฐกิจโลกซึ่งอาจส่งผลต่ออุปสงค์น้ำมันดิบ

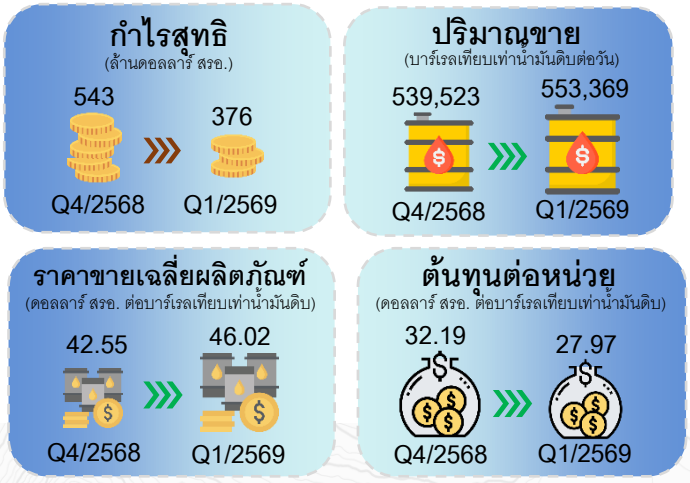
ความคืบหน้าที่สำคัญของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในไตรมาส 1 เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย บริษัทได้เพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด (CDC) ตามสัญญาในหลายโครงการเพื่อรองรับสถานการณ์พลังงานในประเทศ ได้แก่ **โครงการอาทิตย์ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 โครงการคอนแทร็ค 4** และยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิตใน**โครงการจี 1/61 (เอราวัณ)** และ**โครงการจี 2/61 (บงกช)** ในขณะที่**โครงการจี 3/65** อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและเตรียมความพร้อมเพื่อตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในพื้นที่บุษบง ด้านการเติบโตในต่างประเทศ **โครงการมาเลเซีย เอสเค405บี (แหล่ง** Sirung-Chenda) ได้รับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) จากผู้ร่วมทุนและเข้าสู่ระยะการพัฒนาแล้ว สำหรับการดำเนินงานในภูมิภาคตะวันออกกลาง ปริมาณการขายหลักมาจาก**โครงการผลิตในประเทศโอมาน** ซึ่งยังคงสามารถผลิตและขายปิโตรเลียมตามแผนงาน

สำหรับ**ความคืบหน้าที่สำคัญด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติโครงการอาทิตย์ในอ่าวไทย** อยู่ระหว่างการพัฒนา ซึ่งคาดว่าจะเริ่มกระบวนการอัดกลับคาร์บอนได้ในปี 2571 ทั้งนี้ โครงการจะสามารถกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ 1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปีเมื่อดำเนินการเต็มกำลัง

สำหรับ**ผลประกอบการในไตรมาส 1 ปี 2569** กำไรจากการดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 มาอยู่ที่ 553,369 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากการเร่งผลิตก๊าซธรรมชาติของโครงการในอ่าวไทย รวมทั้งการรับรู้ปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการ มาเลเซีย เอสเค408 ที่การเข้าซื้อสัดส่วนมีผลสมบูรณ์ในเดือนธันวาคม 2568 อีกทั้ง ราคาขายเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 มาอยู่ที่ 46.02 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และต้นทุนต่อหน่วยลดลงร้อยละ 13 มาอยู่ที่ 27.97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าเสื่อมราคา ค่าใช้จ่ายในการบริหาร และค่าใช้จ่ายในการสำรวจที่ลดลง อย่างไรก็ดี บริษัทได้รับรู้ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติโดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (Mark-to-market) ส่งผลให้กำไรสุทธิของบริษัทลดลงร้อยละ 31 เมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

สำหรับฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 30,085 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีหนี้สินรวม 13,859 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย 3,943 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยรายงานส่วนของผู้ถือหุ้น 16,226 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับดีที่ 0.24 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงินของบริษัท

สรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

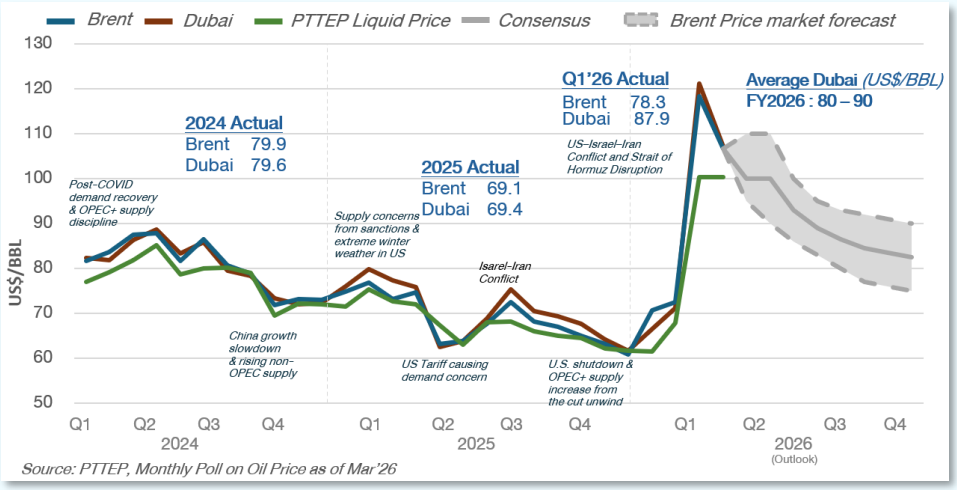


(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2568	ไตรมาส 1 ปี 2569
EBITDA	1,423	1,716
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	543	376
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.14	0.09
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	401	628
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงาน	142	(252)

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2569

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 1 ปี 2569 อยู่ที่ 87.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก 63.82 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในไตรมาส 4 ปี 2568 โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

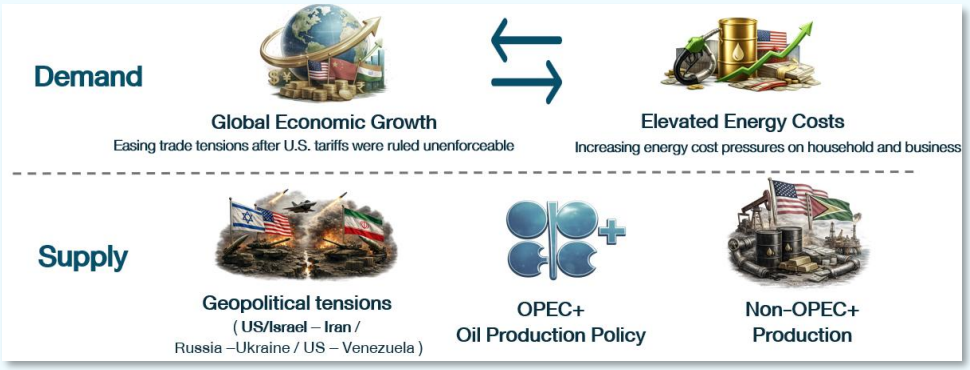


Source: PTTEP, Monthly Poll on Oil Price as of Mar'26

ด้านอุปทาน: ในช่วงต้นไตรมาส ราคาน้ำมันดิบมีแนวโน้มปรับตัวลดลงเนื่องจากอุปทานที่เพิ่มขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากการเข้าแทรกแซงเวเนซุเอลาของสหรัฐอเมริกาซึ่งส่งผลให้อุปทานจากเวเนซุเอลากลับเข้าสู่ตลาดอีกครั้ง ประกอบกับการประกาศผ่อนคลายมาตรการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ซึ่งคาดว่าจะเพิ่มปริมาณน้ำมันดิบในตลาดประมาณ 206,000 บาร์เรลต่อวันในเดือนเมษายน 2569 อย่างไรก็ตาม ทิศทางราคาน้ำมันดิบได้เปลี่ยนแปลงจากการยกระดับความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐอเมริกา อิสราเอล และอิหร่าน ที่ทวีความรุนแรงตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 โดยเฉพาะการปิดช่องแคบฮอร์มุซซึ่งเป็นเส้นทางขนส่งน้ำมันที่สำคัญของโลก ซึ่งส่งผลให้อุปทานในตลาดโลกตึงตัวมากขึ้น ปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้เกิดส่วนเพิ่มของราคาน้ำมันดิบที่เกิดจากความกังวลของตลาดต่อความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ (Risk Premium) ในระดับสูง และเป็นปัจจัยสำคัญที่สนับสนุนให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว ก่อให้เกิดแรงกดดันด้านเงินเฟ้อ และส่งผลให้หลายประเทศให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงานมากขึ้น

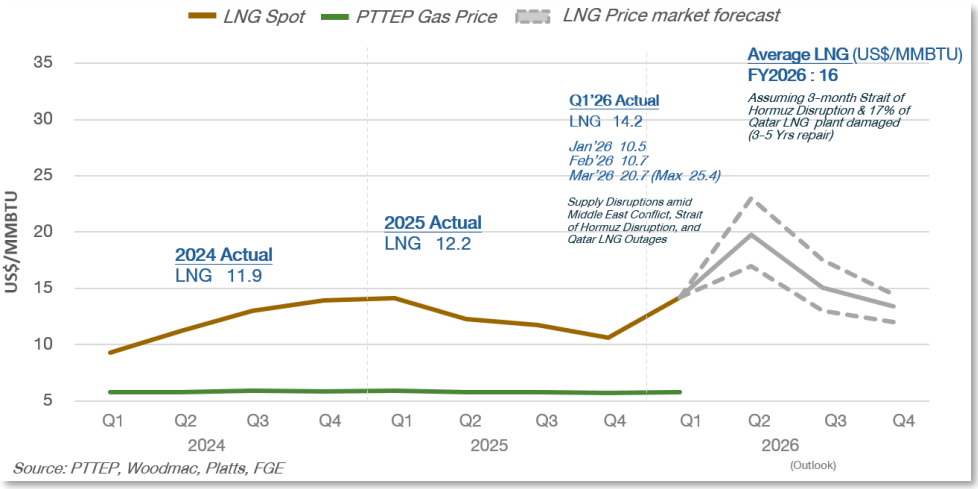
ด้านอุปสงค์: ความตึงเครียดด้านการค้าโลกมีแนวโน้มผ่อนคลายลงภายหลังมีคำพิพากษาว่า มาตรการกำแพงภาษีของสหรัฐอเมริกาไม่สามารถใช้บังคับได้ ซึ่งช่วยสนับสนุนความเชื่อมั่นทางเศรษฐกิจโดยรวม อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในเดือนมีนาคม จากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ต้นทุนพลังงานปรับตัวสูงขึ้นและเริ่มกดดันกิจกรรมทางเศรษฐกิจและการบริโภคในบางส่วน ขณะเดียวกัน มาตรการประหยัดพลังงานยังคงเป็นปัจจัยกดดันต่ออุปสงค์น้ำมันดิบโลก ส่งผลให้อุปสงค์มีแนวโน้มชะลอตัว

ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม: (1) ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกา อิสราเอล และอิหร่าน ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อราคาพลังงานโลก แม้ว่าหากสถานการณ์ดีขึ้นอาจทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลง แต่ความยืดเยื้อของสถานการณ์มีผลต่ออุปทานในภาพรวม โดยเฉพาะระดับน้ำมันสำรองเชิงยุทธศาสตร์ของหลายประเทศที่มีจำกัดและไม่สามารถรองรับวิกฤตในระยะยาวได้ (2) ความขัดแย้งรัสเซีย–ยูเครน ซึ่งยังเป็นความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์สำคัญต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงาน เส้นทางขนส่ง และการส่งออก (3) แนวโน้มเศรษฐกิจมหภาค เนื่องจากราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูงอาจเพิ่มแรงกดดันด้านเงินเฟ้อและกระทบต่อกำลังซื้อของผู้บริโภค รวมถึงมีผลต่อทิศทางนโยบายการเงินของประเทศ ซึ่งอาจส่งผลให้อุปสงค์โดยรวมชะลอตัวลง



ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 1 ปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Asian Spot LNG) เฉลี่ยที่ 14.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจาก 10.65 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในไตรมาสก่อนหน้า ทั้งนี้ ในช่วงสองเดือนแรกของไตรมาส ราคา LNG เคลื่อนไหวในระดับค่อนข้างทรงตัว โดยได้รับแรงหนุนจากสภาพอากาศหนาวจัดและระดับก๊าซสำรองในยุโรปที่ลดลง แม้ความต้องการใช้ในเอเชียโดยเฉพาะจีนชะลอตัวลงบ้าง อย่างไรก็ตาม ในเดือนมีนาคม ราคา LNG เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญมาเฉลี่ยที่ 20.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จากความตึงเครียดในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ทำให้การส่งออก LNG จากผู้ผลิตรายสำคัญในภูมิภาค เช่น กาตาร์ และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ หยุดชะงักลง อีกทั้ง QatarEnergy ได้ประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ภายหลังเกิดความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานที่ Ras Laffan ในกาตาร์ ส่งผลให้ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวสูงขึ้น



ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ตามข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน การใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมปี 2569 อยู่ที่ประมาณ 2.0 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568 โดยมีปัจจัยหลักจากการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 3 มาอยู่ที่ประมาณ 0.85 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน การนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำที่พุ่งสูงถึงร้อยละ 20 สะท้อนถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นในทุกภาคส่วน โดยเฉพาะในกลุ่มอุตสาหกรรมเทคโนโลยี ขณะที่การใช้น้ำมันสำเร็จรูปขยายตัวร้อยละ 1.5 ตามการฟื้นตัวต่อเนื่องของภาคการท่องเที่ยว อย่างไรก็ตาม ภาพรวมการเติบโตของเศรษฐกิจไทยยังคงอยู่ในระดับจำกัด ท่ามกลางความท้าทายจากการชะลอตัวของการค้าโลกจากนโยบายกำแพงภาษีนำเข้าของสหรัฐอเมริกาที่ส่งผลกระทบต่อภาคการส่งออก รวมถึงความผันผวนของราคาน้ำมันดิบจากสถานการณ์ในตะวันออกกลาง

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงอย่างมีนัยสำคัญมาปิดที่ระดับ 32.84 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. จาก ณ สิ้นปี 2568 ที่ 31.58 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. (อ้างอิงตามอัตรากลางของธนาคารแห่งประเทศไทย) โดยผันผวนตลอดทั้งไตรมาสในกรอบ 30.95 - 32.93 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. อันมีสาเหตุหลักจากสถานการณ์เศรษฐกิจโลกและปัจจัยทางภูมิรัฐศาสตร์โดยเฉพาะความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทำให้ราคาพลังงานปรับตัวสูงขึ้น รวมไปถึงความกังวลต่อแรงกดดันด้านเงินเฟ้อทั่วโลกในระยะยาว ส่งผลให้เงินทุนไหลเข้าสู่สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ที่ถูกมองว่าเป็นสินทรัพย์ปลอดภัย ประกอบกับทิศทางอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางสหรัฐอเมริกา (Fed) ที่ยังคงอยู่ในระดับสูง จึงทำให้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้น สำหรับปัจจัยภายในประเทศ ข้อจำกัดเชิงโครงสร้างของเศรษฐกิจไทยเป็นอีกส่วนที่กดดันให้เงินบาทอ่อนค่าเช่นกัน โดยภาคการผลิตและส่งออกต้องเผชิญแรงกดดันจากเศรษฐกิจโลกและต้นทุนราคาพลังงานที่สูงขึ้น การชะลอตัวของเศรษฐกิจไทยในภาพรวม รวมถึงการที่ประเทศไทยเป็นประเทศผู้นำเข้าน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติสุทธิ อาจสร้างความเปราะบางต่อเสถียรภาพทางเศรษฐกิจผ่านการขาดดุลบัญชีเดินสะพัดในระยะข้างหน้า

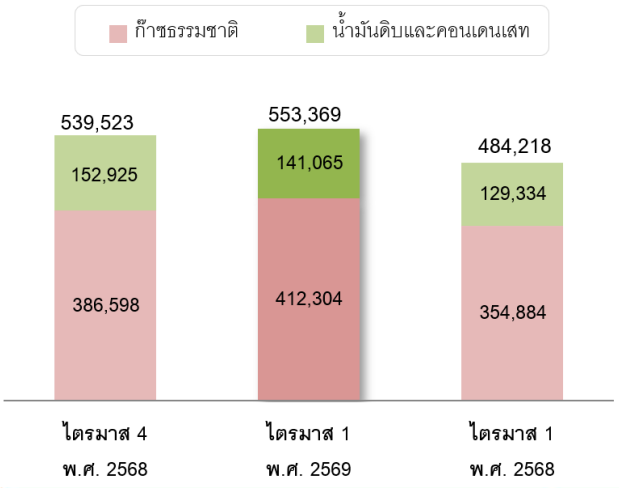
ผลการดำเนินงาน

ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุนต่อหน่วย

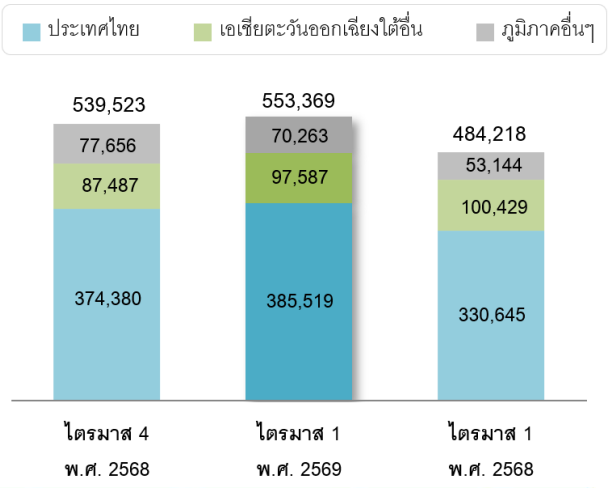
ปริมาณขายเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.	ไตรมาส 4 ปี 2568	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 1 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY / YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	42.55	46.02	45.74	+3.47	+0.28
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	62.78	77.47	73.37	+14.69	+4.10
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.74	5.81	5.95	+0.07	-0.14
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	63.82	87.87	76.94	+24.05	+10.93
ต้นทุนต่อหน่วย (/BOE)	32.19	27.97	30.77	-4.22	-2.80

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้
ปริมาณขายเฉลี่ยรวมรายการจากการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ไตรมาส 1 ปี 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ย 553,369 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากไตรมาส 4 ปี 2568 โดยหลักจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 และโครงการอาทิตย์ ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้งจากการขยายการลงทุนไปในโครงการมาเลเซีย เอสเค408 เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 เนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นตามราคาตลาด

สำหรับต้นทุนต่อหน่วย อยู่ที่ 27.97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ลดลงร้อยละ 13 สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าเสื่อมราคาลดลง

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568 ปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 โดยหลักจากการขยายการลงทุนไปในโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงปริมาณขายน้ำมันดิบของโครงการจี 1/61 ที่เพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 เนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นตามราคาตลาด

ต้นทุนต่อหน่วยลดลง 2.80 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 376 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 31 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 โดยไตรมาสนี้กำไรจากการดำเนินงานปกติปรับตัวดีขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าใช้จ่ายที่ลดลง อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้า ส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (Mark-to-market) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 628 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 227 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 8 และปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 โดยหลักจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 และโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้งจากโครงการมาเลเซีย เอสเค408 ที่เข้าร่วมลงทุนตอนปลายปี 2568 ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงมาจากกิจกรรมซ่อมบำรุงลดลงของโครงการในอ่าวไทย ประกอบกับค่าเสื่อมราคาลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน โดยมีปัจจัยหลักจากการต่ออายุระยะเวลาการผลิตโครงการคอนแทร็ค 4 ไปอีก 10 ปี และการปรับเพิ่มปริมาณสำรองช่วงปลายปี 2568

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 252 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 394 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 โดยสาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (Mark-to-market) จากราคาน้ำมันล่วงหน้าที่เพิ่มขึ้น และในไตรมาส 4 ปี 2568 มีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจสำหรับการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูอัท

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 ลดลง 112 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 23 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568 ซึ่งเป็นไปในทิศทางเดียวกับการเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 โดยไตรมาสนี้กำไรจากการดำเนินงานปกติปรับตัวดีขึ้น จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าใช้จ่ายที่ลดลง อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้า ส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (Mark-to-market)

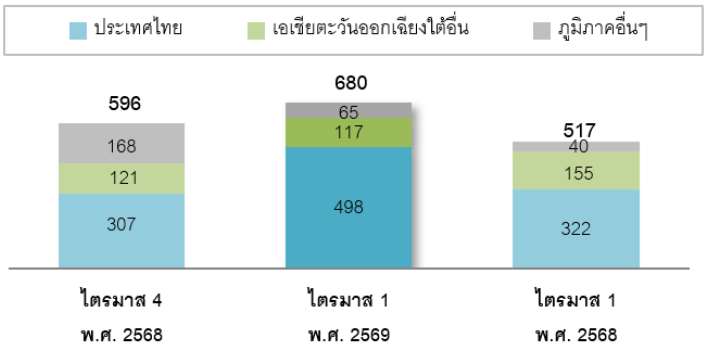
กำไรจากการดำเนินงานปกติ เพิ่มขึ้น 138 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 จากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนระหว่างปี 2568 ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 โครงการในอ่าวไทยที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมถึงโครงการจี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงจากกิจกรรมซ่อมบำรุงลดลงของโครงการในอ่าวไทย และค่าเสื่อมราคาลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้น 250 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้น ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2568	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 1 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY / YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	596	680	517	+84	+163
ประเทศไทย	307	498	322	+191	+176
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	121	117	155	-4	-38
ภูมิภาคอื่น ๆ	168	65	40	-103	+25
ธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่	(53)	(304)	(29)	-251	-275
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	**543**	**376**	**488**	**-167**	**-112**

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ไตรมาส 1 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 167 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 680 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 191 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในอ่าวไทยที่ราคาขายเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้น รวมถึงปริมาณขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 และโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงจากกิจกรรมซ่อมบำรุงของโครงการในอ่าวไทยที่ลดลง ประกอบกับค่าเสื่อมราคาลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน และการปรับเพิ่มปริมาณสำรองช่วงปลายปี 2568 อย่างไรก็ตาม ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรลดลง 103 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสก่อน มีกำไรจากการซื้อธุรกิจสำหรับการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูอัท

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 304 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 251 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่า (Mark-to-market) ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

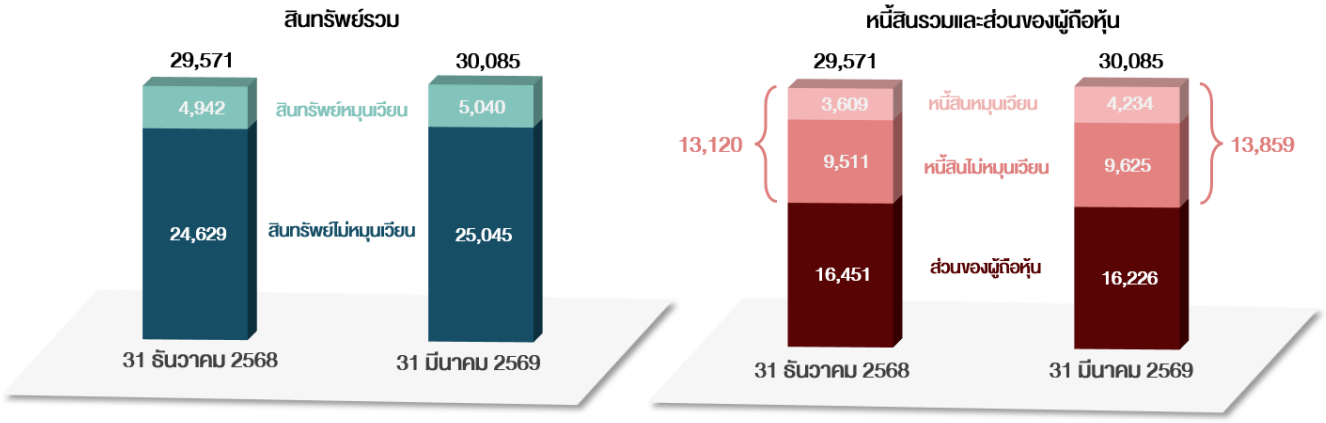
ไตรมาส 1 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 112 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 680 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 163 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 176 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในอ่าวไทยและโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 มีปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรที่เพิ่มขึ้นจากการรับรู้ผลการดำเนินงานจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 ที่เข้าร่วมลงทุนระหว่างปี 2568 ในขณะเดียวกัน ค่าเสื่อมราคา ลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน นอกจากนั้น ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรเพิ่มขึ้น 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูอัท ซึ่งเข้าร่วมลงทุนระหว่างปี 2568 อย่างไรก็ตาม เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นกำไรลดลง 38 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเลเซียที่มีการปิดซ่อมบำรุง ส่งผลให้ปริมาณขายลดลง

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 จำนวน 304 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 275 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่า (Mark-to-market) ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 30,085 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 29,571 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการสัมปทานกาชา โครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61

หนี้สิน

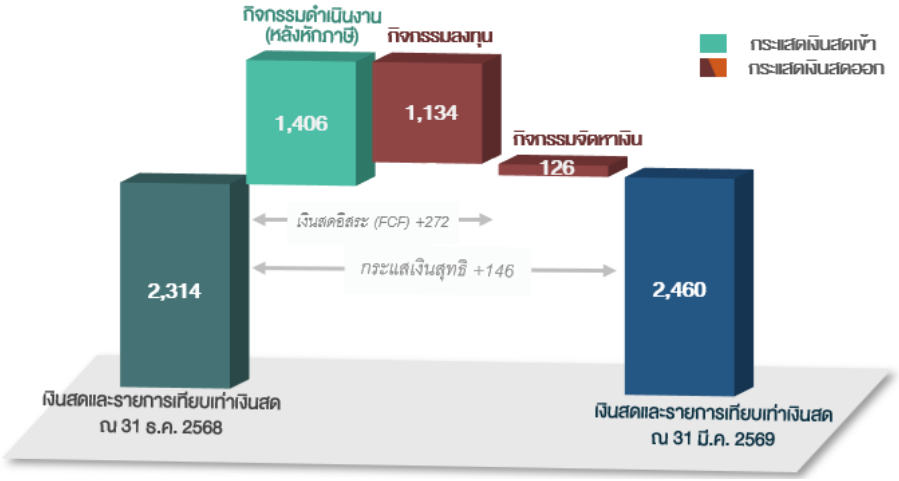
ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 13,859 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 739 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 13,120 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินปันผลค้างจ่ายตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้นสามัญประจำปี 2569 ในเดือนมีนาคม 2569

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีส่วนของผู้ถือหุ้น 16,226 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 225 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 16,451 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินปันผลจ่ายที่ได้รับอนุมัติ สุทธิกับกำไรสำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 โดยส่วนของผู้ถือหุ้นประกอบด้วยส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม จำนวน 8 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเครือบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,460 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 146 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,314 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กิจกรรมดำเนินงาน

เป็นเงินสดรับสุทธิจำนวน 1,406 ล้านดอลลาร์ สรอ. (สุทธิรายการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน -15 ล้านดอลลาร์ สรอ.) โดยหลักเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายจำนวน 1,613 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 207 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กิจกรรมลงทุน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 1,134 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการลงทุนเพิ่มในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ ส่วนใหญ่จากโครงการสัมปทานกาชา โครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61

กิจกรรมจัดหาเงิน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่า และการจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างงวดสามเดือนปี 2569

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 ปี 2568	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 1 ปี 2568
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin)	65.02	71.37	72.08
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	11.37	10.79	14.24
อัตรากำไรสุทธิ	20.40	18.52	23.54
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.24	0.24	0.25
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อ EBITDA	0.65	0.64	0.59
การประเมินมูลค่าหลักทรัพย์ (ดอลลาร์ สรอ.)			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	0.14	0.09	0.12

EBITDA ไม่รวมขาดทุนจากการตัดจำหน่ายโครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4) ที่รับรู้ในระหว่างงวด

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา	=	อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อ EBITDA	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญของบริษัทใหญ่ต่อหุ้น

กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน จากภายในสู่ภายนอก (From We to World) และสนับสนุนเป้าหมายด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ (United Nations - Sustainable Development Goal: UN SDGs) ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกกลุ่ม บริษัทจึงมุ่งเน้นด้านการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานอย่างยั่งยืน เพื่อพร้อมรับมือกับวิกฤตและการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ผ่าน 3 กลยุทธ์หลัก ดังนี้

การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- **สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม** (E&P) เพื่อสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้ประเทศไทย ควบคู่กับการเติบโตในต่างประเทศ เพื่อความยั่งยืนในระยะยาว โดยแสวงหาโอกาสเติบโตในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตะวันออกกลางและแอฟริกาเป็นหลัก
- **เร่งรัดการดำเนินงานโครงการที่อยู่ในระยะพัฒนา และโครงการสำรวจที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว**
- **เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน**
- **สร้างมูลค่าก๊าซธรรมชาติเหลว** (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของธุรกิจต้นน้ำและกลางน้ำ

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

- บริหารจัดการโครงการในธุรกิจ E&P Portfolio เพื่อ**มุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี พ.ศ. 2593 (ค.ศ. 2050)** สำหรับโครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operational Control) โดยครอบคลุม Scope 1 (การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง) และ Scope 2 (การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงานในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้ม (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 (จากปีฐาน 2563)
- เร่งพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS)
- ดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกตามแผนงานและหาโอกาสจากการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนและพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่
- เตรียมความพร้อมและดำเนินการด้านการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offsetting)

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

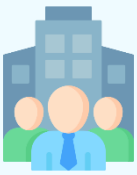
- สนับสนุนและผลักดันการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานในประเทศ และการสร้างผลตอบแทนลงทุนที่มั่นคงในระยะยาว
- **ศึกษาและแสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อการต่อยอดพลังงานอนาคต รวมถึงธุรกิจ** CCS

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

ปตท.สผ. มุ่งขับเคลื่อนการเติบโตบนรากฐานความยั่งยืน ครอบคลุมทั้งมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการ (ESG) สอดคล้องกับความคาดหวังของผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท โดยมีความก้าวหน้าในการบริหารจัดการที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

❶ การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างโปร่งใส มีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้แก่องค์กร โดยยึดหลักธรรมาภิบาล พร้อมกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยง การควบคุมภายในที่เหมาะสม รวมถึงปฏิบัติตามกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด ทั้งนี้หน่วยงาน Governance, Risk Management and Compliance (GRC) ได้ผลักดันแนวปฏิบัติด้าน GRC อย่างต่อเนื่อง ผ่านกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อส่งเสริมและกระตุ้นการมีส่วนร่วม โดยกิจกรรมหลักๆ ในไตรมาส 1 ปี 2569 อาทิ การจัดบูธนิทรรศการและกิจกรรมสันทนาการในงานประชุมด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมประจำปี 2569 สำหรับพื้นที่ปฏิบัติการบนชายฝั่งของประเทศไทย ณ โครงการสินภูฮ่อม และโครงการพีทีทีอีพี 1 เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจในหลักการ GRC ให้แก่พนักงานและผู้รับเหมาเพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในการปฏิบัติงาน พร้อมทั้งส่งเสริมการสร้างพันธมิตรทางธุรกิจที่ยึดมั่นในจริยธรรม การบริหารความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้สามารถดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่อง ตลอดจนการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วน นอกจากนี้ ยังได้มีการจัดประชุมเพื่อแลกเปลี่ยนความรู้ แนวคิดและประสบการณ์ด้านการบริหารความเสี่ยง รวมถึงแนวทางการทำงานร่วมกันของหน่วยงานต่าง ๆ ภายใต้ GRC ให้แก่บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) เพื่อต่อยอดในการการดำเนินงานและพัฒนาแนวปฏิบัติที่ดี (Best Practices) ด้าน GRC ต่อไป



❷ การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม *(SSHE MS)*

ในไตรมาส 1 ปี 2569 ไม่มีการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (Lost Time Injury Frequency: LTIF) และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (Total Recordable Injury Rate: TRIR) ที่ 0.44 ครั้งต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงานซึ่งเป็นอัตราที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (International Association of Oil and Gas Producers: IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์และองค์กร (Human and Organizational Performance) การบริหารจัดการผู้รับเหมา การเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต และการเรียนรู้จากการทำงานปกติอีกด้วย

❸ การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม

- **การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต** (Circular Model for E&P) โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำ (Reuse) และทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ (Recycle) อีกทั้งยังเป็นการช่วยลดต้นทุนของบริษัทในการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตใหม่ ในปี 2569 บริษัทมีแผนนำโครงสร้างของแท่นหลุมผลิตกลับมาใช้ใหม่ ทั้งโครงสร้างส่วนบน (Topside) และขาแท่น (Jacket) นอกจากนี้ ยังได้นำขาแท่นมาใช้ประโยชน์ในการจัดสร้างปะการังเทียม (Rigs to Reefs) เพื่อส่งเสริมการจัดการการประมงและทรัพยากรสัตว์น้ำอย่างยั่งยืน โดยดำเนินงานร่วมกับกรมประมง ซึ่งในไตรมาส 1 บริษัทได้รับใบอนุญาตในการรื้อถอนจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทั้งนี้ จะมีการลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือในการจัดวาง ส่งมอบและรับมอบขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและกรมประมงภายในไตรมาส 2 โดยมีแผนเคลื่อนย้ายและจัดวางขาแท่นในช่วงไตรมาส 3-4 ต่อไป

- **ทะเลเพื่อชีวิต** (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและระบบนิเวศทางทะเลอย่างยั่งยืน พร้อมทั้งสนับสนุนการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง ดังนี้

1) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) มุ่งเน้นการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมและการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากบลูคาร์บอน โดยหนึ่งในความก้าวหน้าสำคัญคือ การเผยแพร่ข้อมูลโครงการภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิตผ่านแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเลของ ปตท.สผ. (PTTEP Ocean Data Platform) เพื่อช่วยส่งเสริมการบูรณาการองค์ความรู้ด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเลสู่การอนุรักษ์ฟื้นฟู และการบริหารจัดการทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งอย่างยั่งยืน ในไตรมาส 1 บริษัทได้ปรับปรุงข้อมูลอุตุนิยมวิทยาและสมุทรศาสตร์ให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น พร้อมปรับปรุงข้อมูลการตรวจวัดคุณภาพสิ่งแวดล้อมจากโครงการผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยให้เป็นปัจจุบัน

2) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัดรอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services Value) โดยไตรมาส 1 บริษัทได้ดำเนินการก่อตั้งศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจแล้วเสร็จสะสมรวม 17 แห่ง พร้อมทั้งวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลจำนวน 4 แห่ง ครอบคลุมพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งรวม 2.5 ตารางกิโลเมตร และสามารถสร้างเครือข่ายอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง จนถึงปัจจุบันมีสมาชิกสะสมรวม 10,341 คน นอกจากนี้ บริษัทได้จัดพิธีวางประติมากรรมใต้ทะเล เพื่อสร้างจิตสำนึกด้านการอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลและสนับสนุนการท่องเที่ยวที่ยั่งยืน

❹ การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 36 โครงการ โดยมีตัวอย่างโครงการสำคัญ ได้แก่

- โครงการพัฒนาระบบโดรนสำหรับการตรวจจับไฟป่าในระยะเริ่มต้น เป็นระบบโดรนอัตโนมัติเฝ้าระวังไฟป่ารอบฐานผลิตในโครงการสินภูฮ่อม สถานะปัจจุบันผ่านการทดสอบเสร็จสมบูรณ์และพร้อมใช้งานเต็มรูปแบบ (Ready to Deploy)
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อยกระดับประสิทธิภาพวัสดุของชิ้นส่วนเครื่องจักร และการพัฒนาชิ้นส่วนทดแทน (Advance Material Upgrading and Engineering Part Cloning: AMEC) เป้าหมายเพื่อยืดอายุการใช้งาน ลดค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง และสนับสนุนการดำเนินการผลิตให้เป็นไปอย่างต่อเนื่องอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

❺ การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท.สผ. ยังคงรักษาวินัยทางการเงินและโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่ง โดยมุ่งเน้นการจัดสรรเงินทุนอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างผลตอบแทนที่เหมาะสมแก่ผู้ถือหุ้นอย่างยั่งยืน ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 0.24 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

บริษัทได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถืออยู่ในระดับที่น่าลงทุน (Investment Grade) จากสถาบันจัดอันดับความน่าเชื่อถือระดับสากล ได้แก่ Moody's Investor Service (Moody's) ที่ระดับ Baa1 และ S&P Global Ratings (S&P) รวมถึง Fitch Ratings (Fitch) ที่ระดับ BBB+ นอกจากนี้ บริษัทได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือภายในประเทศไทยจากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด (TRIS) ที่ระดับ AAA ซึ่งเป็นอันดับความน่าเชื่อถือสูงสุด สะท้อนถึงสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและความสามารถในการรองรับความผันผวนของราคาน้ำมันและสภาวะเศรษฐกิจโลกได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ทั้งนี้ บริษัทมีแผนการบริหารจัดการสภาพคล่องผ่านการออกและเสนอขายหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิและไม่มีหลักประกัน เพื่อนำไปชำระคืนหุ้นกู้เดิมที่จะครบกำหนด (Refinancing) รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินธุรกิจและโอกาสการเข้าลงทุนในอนาคต ซึ่งเป็นการรักษาระดับหนี้สินให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและเพิ่มประสิทธิภาพการบริหารโครงสร้างเงินทุนตลอดจนเสริมสร้างความพร้อมทางการเงินเพื่อรองรับการเติบโตของบริษัทในระยะยาว

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม ส่งผลให้ ปตท.สผ. ได้รับรางวัลและการรับรองที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ดังนี้

- รางวัลองค์กรยอดเยี่ยมด้านนวัตกรรมในงาน Future Trends Awards 2026 จากการที่บริษัทได้ขับเคลื่อนองค์กรผ่านโครงการ DigitalX ซึ่งเป็นการพัฒนาและนำนวัตกรรมดิจิทัลต่าง ๆ มาประยุกต์ใช้อย่างสร้างสรรค์ อันเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาและการเติบโตอย่างยั่งยืน
- รางวัล Global Most Innovative Knowledge Enterprise (Global MIKE Award 2025) และรางวัล Southeast Asia Most Innovative Knowledge Enterprise (SEA MIKE Award 2025) ระดับ Gold ซึ่งเป็นระดับสูงสุด ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 โดยเป็นรางวัลที่มอบให้แก่องค์กรที่มีความเป็นเลิศด้านการบริหารจัดการองค์ความรู้และนวัตกรรม

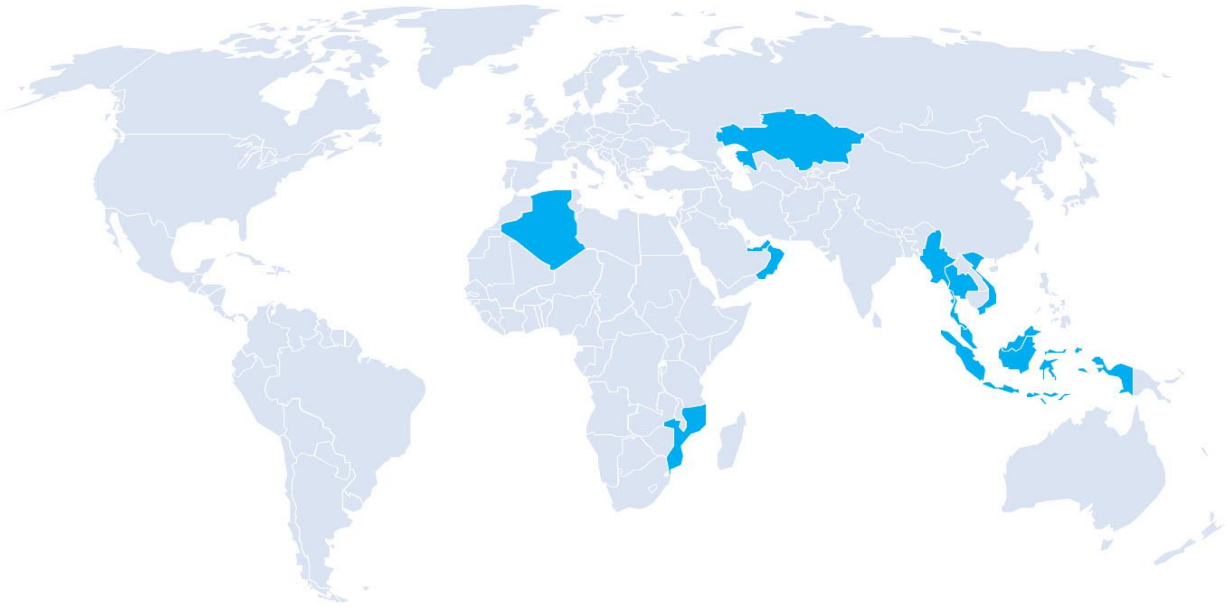
โดยรางวัลที่ได้รับนี้ เป็นความภาคภูมิใจของบริษัทและจะเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice ต่อไป

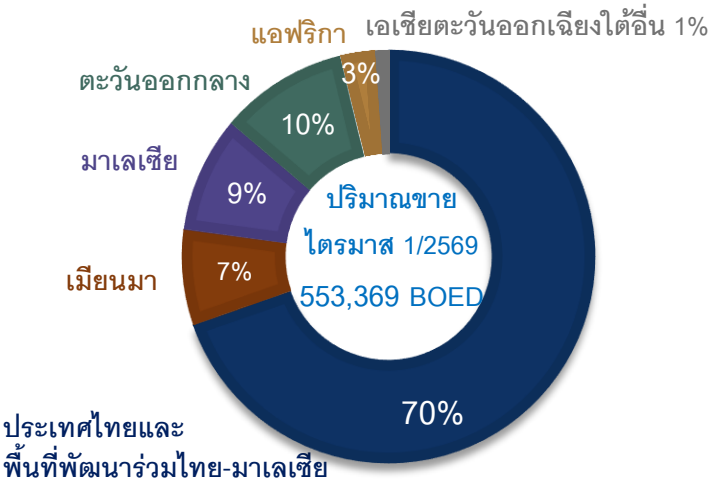
ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

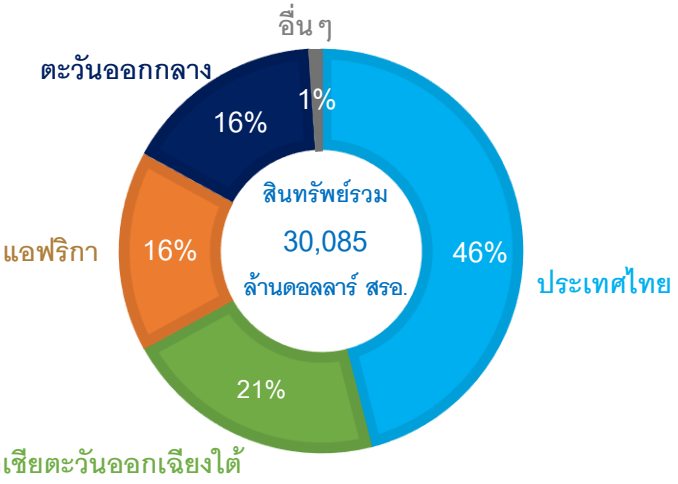
การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศกว่า 50 โครงการใน 10 ประเทศ* โดยฐานการดำเนินงานหลักของ ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) และภูมิภาคตะวันออกกลางและแอฟริกาและอื่น ๆ ได้แก่ รัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) สาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) และสาธารณรัฐคาซัคสถาน

** ไม่รวมประเทศเม็กซิโก ซึ่งได้มีการยื่นขอคืนพื้นที่/ถอนการลงทุน คือ โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4) ซึ่งอยู่ระหว่างรอการอนุมัติการคืนพื้นที่จากหน่วยงานภาครัฐ*







ในไตรมาส 1 ปี 2569 ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 385,519 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 70 ของปริมาณขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 97,587 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 17 ของปริมาณขายทั้งหมด และโครงการในภูมิภาคอื่น ๆ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 70,263 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 13 ของปริมาณขายทั้งหมด โดยมีความคืบหน้าในโครงการหลักที่สำคัญ ดังนี้

โครงการ	ความคืบหน้าในไตรมาส 1 ปี 2569
โครงการในประเทศไทย	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)	
1. **คอนแทร็ค 4** *สัดส่วนการลงทุน: 60%* *ผู้ดำเนินการ: Chevron*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด (CDC) ตามสัญญา และยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 426 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 16,176 บาร์เรลต่อวัน
2. **จี 1/61 (เอราวัณ)** *สัดส่วนการลงทุน: 100%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสทและน้ำมันดิบ โครงการมีการลงทุนในการสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่ รวมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 769 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คอนเดนเสท 18,609 บาร์เรลต่อวัน และน้ำมันดิบ 18,178 บาร์เรลต่อวัน
3. **จี 2/61 (บงกช)** *สัดส่วนการลงทุน: 100%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด (CDC) ตามสัญญา และยังคงดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต รวมทั้งการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 709 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 21,091 บาร์เรลต่อวัน
4. **จี 12/48** *สัดส่วนการลงทุน: 100%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 445 บาร์เรลต่อวัน
5. **บี 8/32 และ 9 เอ** *สัดส่วนการลงทุน: 25%* *ผู้ดำเนินการ: Chevron*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 10,472 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 76 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ โครงการยังคงดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
6. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01** *สัดส่วนการลงทุน: 50%* *ผู้ดำเนินการ: CPOC*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด (CDC) ตามสัญญา และยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 326 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 11,260 บาร์เรลต่อวัน
7. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18** *สัดส่วนการลงทุน: 50%* *ผู้ดำเนินการ: PPJO*	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 377 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยโครงการได้ปรับลดปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติตามสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (GSA) ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2569
8. **สินภูฮ่อม** *สัดส่วนการลงทุน: 90%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการได้ดำเนินการปิดซ่อมบำรุงในช่วงระยะเวลาสั้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพหลุมผลิต ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 103 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 205 บาร์เรลต่อวัน
9. **เอส 1** *สัดส่วนการลงทุน: 100%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว ปัจจุบัน โครงการดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาและผลิตเพื่อรักษาปริมาณการผลิต ในไตรมาส 1 โครงการได้ดำเนินการปิดซ่อมบำรุงตามแผน ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 21,728 บาร์เรลต่อวัน ก๊าซธรรมชาติ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว 125 เมตริกตันต่อวัน
10. **อาทิตย์** *สัดส่วนการลงทุน: 80%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด (CDC) ตามสัญญา และยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 360 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 16,705 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)	
11. **จี 1/65** *สัดส่วนการลงทุน: 100%*** *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 1 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินงานประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน

โครงการ	ความคืบหน้าในไตรมาส 1 ปี 2569
12. **จี 3/65** *สัดส่วนการลงทุน: 100%*** *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 1 โครงการได้รับอนุมัติการกำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมบุษบงจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินงานประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ตลอดจนเตรียมความพร้อมเพื่อตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในพื้นที่บุษบงต่อไป ***บริษัทได้ลงนามในสัญญาการลดสัดส่วนเพื่อโอนสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 40 ในโครงการจี 1/65 และโครงการจี 3/65 ให้แก่บริษัท แวลูร่า เอ็นเนอร์ยี่ (ซัยพฤกษ์) จำกัด โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามสัญญาฯ และได้รับอนุมัติจากหน่วยงานภาครัฐ*
<u>โครงการในเมียนมา</u>	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)	
13. **ซอติก้า** *สัดส่วนการลงทุน: 80%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 306 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ การก่อสร้างและติดตั้งแท่นผลิตแล้วเสร็จในเดือนกุมภาพันธ์ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตในเฟส 1E เพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผน
14. **ยาดานา** *สัดส่วนการลงทุน: 62.963%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 305 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อีกทั้ง โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมการสำรวจเพิ่มเติม
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)	
15. **เมียนมา เอ็ม 3** *สัดส่วนการลงทุน: 100%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ โครงการอยู่ระหว่างการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) สำหรับการพัฒนาแหล่ง Aung Sinkha ปัจจุบันอยู่ระหว่างกระบวนการอนุมัติสัญญาที่เกี่ยวข้องจากหน่วยงานภาครัฐของประเทศเมียนมา
<u>โครงการในมาเลเซีย</u>	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)	
16. **มาเลเซีย แปลง เค** *สัดส่วนการลงทุน: 7.2-56%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 8,939 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้โครงการได้มีการหยุดผลิตเพื่อปิดซ่อมบำรุงบางส่วน ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างปรับปรุงข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน 3 มิติ พร้อมทั้งดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพและเตรียมแผนเจาะหลุมสำรวจในอนาคตให้เป็นไปตามภาระผูกพันภายในปี 2571
17. **มาเลเซีย แปลง เอช** *สัดส่วนการลงทุน: 42-56%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 261 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 224 บาร์เรลต่อวัน
18. **มาเลเซีย เอสเค309 และ เอสเค311** *สัดส่วนการลงทุน: 42-59.5%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 14,181 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 126 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
19. **มาเลเซีย เอสเค408** *สัดส่วนการลงทุน: 9.998%* *ผู้ดำเนินการ: TEPS, SSB*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ประกอบไปด้วยแหล่ง Gorek แหล่ง Larak แหล่ง Bakong และแหล่ง Jerun ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 722 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 18,118 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)	
20. **มาเลเซีย เอสเค405บี** *สัดส่วนการลงทุน: 49.5%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Sirung-Chenda และได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในปี 2568 และในไตรมาส 1 โครงการได้รับอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) จากผู้ร่วมทุน พร้อมทั้งได้ลงนามสัญญางานออกแบบทางวิศวกรรม การจัดหา การก่อสร้าง การติดตั้ง และการทดสอบเดินระบบ (EPCIC) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต ควบคู่กับการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 3 ปี 2569

โครงการ	ความคืบหน้าในไตรมาส 1 ปี 2569
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)	
21. **มาเลเซีย เอสเค410บี** *สัดส่วนการลงทุน: 42.5%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะลของรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Lang Lebah และ Paprika โดยในแหล่ง Lang Lebah โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการปรับการออกแบบทางวิศวกรรม (Re-engineering) รวมถึงการประเมินโอกาสในการร่วมพัฒนาแหล่งข้างเคียง เพื่อเพิ่มความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ส่วนแหล่ง Paprika โครงการดำเนินการศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) แล้วเสร็จ และคาดว่าจะได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ภายในไตรมาส 2 ปี 2569 เพื่อเตรียมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571
22. **มาเลเซีย เอสเค417** *สัดส่วนการลงทุน: 80%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่ง Nangka และ Dokong สำหรับแหล่ง Nangka โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในไตรมาส 1 และอยู่ระหว่างการเตรียมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2569 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571 ส่วนแหล่ง Dokong ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) และคาดว่าจะสามารถตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2570 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2572
23. **มาเลเซีย เอสเค438** *สัดส่วนการลงทุน: 80%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Babadon และได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในปี 2568 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2569 และคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตปิโตรเลียมในปี 2571 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจ เพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต ควบคู่กับการเจาะหลุมสำรวจ คาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 2 ปี 2569 และการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ คาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ปี 2569
24. **มาเลเซีย เอสเค314เอ** *สัดส่วนการลงทุน: 59.5%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบัน โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต ควบคู่กับการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 3 ปี 2569
25. **มาเลเซีย เอสเค325** *สัดส่วนการลงทุน: 32.5%* *ผู้ดำเนินการ: PCSB*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ในปี 2568 โครงการได้ดำเนินการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่ตอนใต้ของแปลงสำรวจ และได้มีการกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจเบื้องต้น โดยคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการเจาะหลุมสำรวจได้ตั้งแต่ช่วงกลางปี 2569 ในไตรมาส 1 โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติมในพื้นที่ตอนเหนือของแปลงสำรวจ เพื่อรองรับการวางแผนกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจที่เหลืออยู่
26. **มาเลเซีย เอสบี412** *สัดส่วนการลงทุน: 60%* *ผู้ดำเนินการ: PTTEP*	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ปัจจุบัน โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจที่เหลืออยู่
<u>โครงการในเวียดนาม</u>	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)	
27. **เวียดนาม 9-2** *สัดส่วนการลงทุน: 25%* *ผู้ดำเนินการ: HV JOC*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 9 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 2,222 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ปี 2569
28. **เวียดนาม 16-1** *สัดส่วนการลงทุน: 28.5%* *ผู้ดำเนินการ: HL JOC*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 10,153 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม 3 หลุม และหลุมประเมินผล 1 หลุม ซึ่งแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2569
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)	
29. **เวียดนาม บี และ 48/95** *สัดส่วนการลงทุน: 8.5%* **เวียดนาม 52/97** *สัดส่วนการลงทุน: 7%* *ผู้ดำเนินการ: Vietnam Oil and Gas Group*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของเวียดนาม โครงการได้บรรลุการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในปี 2567 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการระยะ 1A และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2570 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตที่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการ	ความคืบหน้าในไตรมาส 1 ปี 2569
โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) และธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง (Midstream)	
30. โอมาน แปลง 6 *สัดส่วนการลงทุน: 2%* *ผู้ดำเนินการ: PDO*	เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 710,182 บาร์เรลต่อวัน
31. โอมาน แปลง 53 *สัดส่วนการลงทุน: 1%* *ผู้ดำเนินการ: Occidental*	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 71,993 บาร์เรลต่อวัน
32. โอมาน แปลง 61 *สัดส่วนการลงทุน: 20%* *ผู้ดำเนินการ: BP*	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 1,465 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 54,850 บาร์เรลต่อวัน
33. โอมาน แอลเอ็นจี *สัดส่วนการลงทุน: 2%* *ผู้ดำเนินการ: OLNG*	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซูร์ ประเทศโอมาน ปัจจุบันมีกำลังการผลิต 11.4 ล้านตันต่อปี โดยบริษัทได้รับซื้อก๊าซธรรมชาติเหลวจากโครงการเพื่อขายต่อที่ระดับประมาณ 0.8 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2569 อันเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้จากโครงการ
โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)	
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)	
34. สัมปทานกาซา *สัดส่วนการลงทุน: 10%* *ผู้ดำเนินการ: ADNOC*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ปัจจุบันโครงการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพรวมทั้งสิ้น 9 แหล่ง โดยมี 3 แหล่งที่อยู่ระหว่างการพัฒนา ได้แก่ แหล่ง Dalma Gas แหล่ง Hail and Ghasha และแหล่ง SARB Deep Gas
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)	
35. อาบูดาบี ออฟชอร์ 2 *สัดส่วนการลงทุน: 12%* *ผู้ดำเนินการ: ADNOC*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี โดยแหล่ง Waset ซึ่งมี ADNOC เป็นผู้ดำเนินการและบริษัทเข้าร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 12 ได้รับอนุมัติสัญญาสัมปทานผลิตปิโตรเลียมเรียบร้อยแล้ว ขณะที่พื้นที่อื่นนอกเหนือจากแหล่ง Waset ยังอยู่ระหว่างการสำรวจโดย Eni ซึ่งบริษัทถือการลงทุนสัดส่วนร้อยละ 30
36. อาบูดาบี ออฟชอร์ 3 *สัดส่วนการลงทุน: 30%* *ผู้ดำเนินการ: Eni*	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะเวลาสำรวจช่วงที่สอง และอยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อดำเนินการเจาะหลุมประเมินตามข้อผูกพันด้านการสำรวจที่คงเหลืออยู่
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)	
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)	
37. แอลจีเรีย ทูอัท *สัดส่วนการลงทุน: 22.1%* *ผู้ดำเนินการ: GTG*	ตั้งอยู่ในแหล่งปิโตรเลียมบนบก Timimoun ในประเทศแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 441 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 2,551 บาร์เรลต่อวัน
38. แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ *สัดส่วนการลงทุน: 49%* *ผู้ดำเนินการ: GHBR*	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 15,886 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการพัฒนาโครงการระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตเป็น 30,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2572 และเป็น 60,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2573 ตามลำดับ
39. แอลจีเรีย 433เอ และ 416บี *สัดส่วนการลงทุน: 35%* *ผู้ดำเนินการ: GBRS*	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 16,915 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)	
40. แอลจีเรีย เร็กเกนเน่ ทู *สัดส่วนการลงทุน: 34%* *ผู้ดำเนินการ: Eni*	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของแอลจีเรีย ครอบคลุมทั้งพื้นที่ที่ค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติแล้วและพื้นที่ที่มีศักยภาพในการสำรวจเพิ่มเติม โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการเร่งพัฒนาการผลิต
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)	
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)	
41. โมซัมบิก แอเรีย 1 *สัดส่วนการลงทุน: 8.5%* *ผู้ดำเนินการ: TotalEnergies*	โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานของโรงงาน LNG และติดตั้งอุปกรณ์ผลิตนอกชายฝั่ง โดยคาดว่าจะพร้อมนำส่งได้ภายในปี 2571

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในไตรมาส 1 ปี 2569 มีดังนี้

ลดความเข้มข้นการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ **19.6** จากปีฐาน 2563

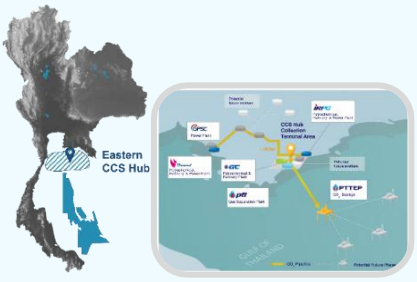
พื้นที่การปลูก ฟื้นฟู และอนุรักษ์ป่าที่ได้รับอนุมัติแล้วสะสม 156,130 ไร่

แผนงานในการขออนุมัติพื้นที่ปลูก ฟื้นฟู และอนุรักษ์ป่าเพิ่มเติมจากหน่วยงานภาครัฐจำนวนไม่น้อยกว่า 21,000 ไร่ ในปี 2569

บริษัทดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Reduce) ผ่านการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่องและผลักดันโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ ในไตรมาส 1 ปี 2569 มีความคืบหน้า ได้แก่

โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS)	ปตท.สผ. ได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติอาทิตย์ในไตรมาส 3 ปี 2568 ส่งผลให้โครงการเข้าสู่ระยะดำเนินการพัฒนาอย่างเป็นทางการ ภายหลังจากที่ได้ผ่านการศึกษาทางเทคนิคอย่างรอบด้าน เพื่อสร้างความมั่นใจในมาตรฐานความปลอดภัยและความมั่นคงของการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว การตัดสินใจลงทุนดังกล่าวนับเป็นก้าวสำคัญในการขับเคลื่อนกลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของบริษัท และการวางรากฐานสู่การพัฒนาโครงการ CCS แห่งแรกของประเทศไทย ปัจจุบัน โครงการอยู่ระหว่างการจัดทำรายละเอียดแบบก่อสร้างทางวิศวกรรม (Detailed Engineering Design) สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์และปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ใต้ดินในพื้นที่แหล่งก๊าซธรรมชาติอาทิตย์ โดยภาพรวมความคืบหน้ายังคงเป็นไปตามแผนงานที่กำหนดไว้ เพื่อรองรับเป้าหมายการเริ่มดำเนินการโครงการในปี 2571 โดยมีแผนที่จะทยอยปรับเพิ่มอัตราการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์อย่างต่อเนื่องจนถึงศักยภาพสูงสุดที่ประมาณ 1 ล้านตันต่อปี
การดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินงานของบริษัท โดยมีโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติม อาทิ โครงการลดการปล่อยก๊าซส่วนเกินแรงดันต่ำจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่โครงการจี 2/61 โครงการประหยัดพลังงานสำหรับโครงการผลิตต่าง ๆ ซึ่งประเมินว่าจะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติมจากกิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ดำเนินการอยู่เดิมได้ประมาณ 549,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าในปี 2569 นอกจากนี้ บริษัทมีแผนในการจัดการการปล่อยก๊าซมีเทนอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2568 ปตท.สผ. ได้ตั้งเป้าหมายการลดก๊าซมีเทนให้ความเข้มการปล่อยก๊าซมีเทนต่ำกว่า 0.2% ภายในปี 2573 รวมถึงกำหนดแผนกลยุทธ์ในการจัดการก๊าซมีเทนสำหรับโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่บริษัทฯ เป็นผู้ดำเนินการ ทั้งนี้ บริษัทได้ปรับปรุงการรายงานการปล่อยก๊าซมีเทนตามแนวทางการตรวจวัด (Measurement-based Approach) และมีแผนการตรวจวัดการปล่อยก๊าซมีเทนจากแหล่งกำเนิดต่าง ๆ ครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติการหลักเพื่อนำไปจัดทำแผนการลดการปล่อยก๊าซมีเทนต่อไป จากการตั้งเป้าหมายในการลดก๊าซมีเทนและการยกระดับการรายงาน ทำให้บริษัทฯ ได้รับการประเมินระดับ “Gold Standard Pathway” ตามแนวทางการรายงานของ Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0)

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

โครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในพื้นที่ภาคตะวันออก (Eastern CCS Hub) 	เป็นโครงการริเริ่มศึกษา และพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการบริหารจัดการคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคอุตสาหกรรมในพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์ทางเศรษฐกิจที่สำคัญของประเทศ โดยช่วยสนับสนุน และขับเคลื่อนเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ **ในไตรมาส 1 ปี 2569 มีความคืบหน้าสำคัญคือ คณะรัฐมนตรีเห็นชอบแนวทางการดำเนินงานภายใต้กรอบความร่วมมือระหว่างประเทศไทยและประเทศญี่ปุ่น เพื่อศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินทางธรณีวิทยาในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน** ประกอบด้วย 1) มอบหมายให้กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมทำหน้าที่เป็นหน่วยประสานงานหลักในการบูรณาการและสนับสนุนให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง พัฒนาและปรับปรุงกฎหมาย กฎระเบียบ นโยบาย ตลอดจนมาตรการและกลไกดำเนินงานเพื่อขับเคลื่อนให้เกิดโครงการการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCS และ 2) มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นผู้รับผิดชอบหลักในการกำกับดูแลและประสานหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในการศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน โดย ปตท.สผ. ได้รับมอบหมายให้เป็นผู้ดำเนินการฝ่ายไทยร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ องค์การเพื่อความมั่นคงด้านโลหะและพลังงานแห่งประเทศญี่ปุ่น (JOGMEC) และบริษัท อินเปกซ์ คอร์ปอเรชั่น (INPEX) โดยมีแผนจะเข้าพื้นที่เพื่อสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Acquisition) ในปี 2569 นี้ เพื่อประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์รองรับการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS Hub) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออกในอนาคตต่อไป นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ร่วมกับภาครัฐ ในการศึกษาและผลักดันให้เกิดการพัฒนากฎหมายเพื่อรองรับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องและการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว
โครงการซีกรีน ออฟชอร์ วินด์ ฟาร์ม 	ปตท.สผ. ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมร้อยละ 25.5 ในโครงการซีกรีน ออฟชอร์ วินด์ ฟาร์ม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ใหญ่ที่สุดในสกอตแลนด์ มีกำลังการผลิตประมาณ 1.1 กิกะวัตต์ (กังหันลม 114 ต้น) ตั้งอยู่ในทะเลเหนือ นอกชายฝั่งประเทศสกอตแลนด์ **การดำเนินงานของโครงการเป็นไปตามแผนที่กำหนด สำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 โครงการสามารถผลิตไฟฟ้าได้รวมทั้งสิ้น** 1,546 **กิกะวัตต์ชั่วโมง** (GWh) ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและต่อเนื่อง นับตั้งแต่เริ่มผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) กับ TotalEnergies SE เพื่อขยายความร่วมมือในการลงทุนและแลกเปลี่ยนประสบการณ์และความรู้ในอุตสาหกรรมเพื่อประโยชน์ในการดำเนินการต่อไป
โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ลานแสงอรุณ)	ตั้งอยู่ในพื้นที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 โดยโครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566 **สำหรับไตรมาส 1 ปี 2569 โครงการได้จ่ายไฟฟ้าทั้งหมด 4.14 ล้านหน่วย**
การลงทุนในพลังงานแห่งอนาคตผ่าน Corporate Venture Capital 	บริษัท เอ็กซ์พลอร์ เวนเจอร์ส จำกัด เป็นบริษัทที่จัดตั้งขึ้นเพื่อลงทุนในรูปแบบ Corporate Venture Capital หรือ CVC เพื่อลงทุนในเทคโนโลยีที่จะเป็นแหล่งพลังงานแห่งอนาคต (Future Energy) เทคโนโลยีลดคาร์บอน (Decarbonization) และเทคโนโลยีที่ใช้ต่อยอดการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P Deep Tech) **ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 บริษัทได้ทำการลงทุนในธุรกิจที่พัฒนาเทคโนโลยีพลังงานฟิวชัน เทคโนโลยีเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กรูปแบบใหม่ เทคโนโลยีสำหรับการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์บริเวณจุดปล่อยก๊าซฯ และเทคโนโลยีพลังงานความร้อนใต้พิภพรูปแบบใหม่** โดยการลงทุนเหล่านี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างความร่วมมือในการศึกษาแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนเพื่อสร้างความสามารถในการแข่งขันของ ปตท.สผ. อย่างยั่งยืนในอนาคต
เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV)	กลุ่มบริษัท ARV มุ่งพัฒนาเทคโนโลยีด้านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์เพื่อขับเคลื่อนการเติบโต และสร้างโอกาสทางธุรกิจใหม่ ๆ อาทิ ธุรกิจให้บริการตรวจสอบท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลด้วยหุ่นยนต์สำรวจใต้น้ำอัตโนมัติ “XPLORER” ธุรกิจให้บริการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานด้วยเทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับ (UAV) ทั้งในและนอกชายฝั่ง ธุรกิจผลิตภัณฑ์ AI ด้านการแพทย์ รวมทั้งธุรกิจเทคโนโลยีและโซลูชันครอบคลุมการบริหารจัดการพื้นที่ป่าแบบครบวงจร ตลอดจนโซลูชัน Smart City Digital Data Platform สำหรับบริหารจัดการเมืองอัจฉริยะที่เชื่อมโยงข้อมูลและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของหน่วยงานภาครัฐ

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบในไตรมาส 2 ปี 2569 ยังคงอยู่ในระดับสูง โดยคาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2569 จะอยู่ในช่วง 90-110 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลกระทบต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและจำกัดอุปทานในตลาดโลก แม้จะมีสัญญาณของการหยุดยิงซึ่งช่วยสะท้อนเสถียรภาพทางภูมิรัฐศาสตร์ในบางส่วน แต่อุปทานยังคงตึงตัวจากข้อจำกัดเชิงโครงสร้างดังกล่าว นอกจากนี้ ความไม่แน่นอนเกี่ยวกับการเปิดช่องแคบฮอร์มุซยังเป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม โดยแม้เส้นทางขนส่งน้ำมันหลักจะกลับมาเปิดใช้งานได้ แต่ความเสี่ยงต่อการหยุดชะงักของอุปทานยังคงมีอยู่ จึงทำให้แนวโน้มราคาในช่วงครึ่งหลังของปีมีความผันผวนสูงและยังต้องติดตามอย่างใกล้ชิด ทั้งนี้ ปตท.สผ. **คาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปี 2569 จะอยู่ในช่วง 80-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

ด้านอุปทาน: อุปทานน้ำมันโลกในไตรมาส 2 ปี 2569 มีแนวโน้มตึงตัวต่อเนื่อง โดยได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและเพิ่มความเสี่ยงต่อการหยุดชะงักของอุปทาน โดยเฉพาะความไม่แน่นอนเกี่ยวกับการเปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางขนส่งน้ำมันสำคัญของโลก ขณะเดียวกัน การฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับความเสียหายคาดว่าจะใช้ระยะเวลานาน และอุปทานจากแหล่งอื่นรวมถึงการระบายคลังสำรองอาจไม่เพียงพอที่จะชดเชยได้ทั้งหมด ส่งผลให้ตลาดยังคงอยู่ในภาวะอุปทานตึงตัวและเป็นแรงสนับสนุนต่อราคาน้ำมันดิบในช่วงดังกล่าว

ด้านอุปสงค์: อุปสงค์น้ำมันโลกในไตรมาส 2 ปี 2569 ยังคงอยู่ในภาวะซบเซา แม้ความตึงเครียดทางการค้าจะเริ่มคลี่คลายลง แต่มีปัจจัยกดดันหลักจากระดับราคาน้ำมันที่ยังอยู่ในระดับสูง ซึ่งส่งผลต่อกำลังซื้อและพฤติกรรมการใช้จ่ายของผู้บริโภคให้มีความระมัดระวังมากขึ้น ประกอบกับการดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานในหลายประเทศ ส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันโลกถูกกดดัน

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

แนวโน้มสถานการณ์ตลาด LNG ในปี 2569 คาดว่าจะอยู่ในภาวะตึงตัว โดยความต้องการใช้ LNG มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 5 เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า ส่งผลให้ปริมาณความต้องการรวมอยู่ที่ 453 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, มีนาคม 2569) จากการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นในภูมิภาคเอเชีย และความต้องการที่ยังคงแข็งแกร่งในยุโรปภายหลังการสิ้นสุดข้อตกลงการขนส่งก๊าซระหว่างรัสเซีย–ยูเครน ขณะที่ความต้องการใช้ในช่วงฤดูหนาวยังคงเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อความผันผวนของราคา ในด้านอุปทาน คาดว่ากำลังการผลิต LNG จะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 4 ทำให้ปริมาณการผลิตรวมอยู่ที่ 436 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, มีนาคม 2569) โดยส่วนใหญ่มาจากโครงการในสหรัฐอเมริกาและแคนาดา อย่างไรก็ตาม อุปทานยังคงมีความเสี่ยงจากสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและการขนส่ง LNG ผ่านช่องแคบฮอร์มุซ

ทั้งนี้ ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ (1) ความยืดเยื้อของสถานการณ์ทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางและผลกระทบต่อการส่งออก LNG จากผู้ผลิตหลัก (2) ระยะเวลาในการฟื้นฟูโครงสร้างพื้นฐานที่ได้รับความเสียหาย (3) ความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย–ยูเครน และ (4) นโยบายพลังงานของสหภาพยุโรป ซึ่งอาจส่งผลต่อทิศทางการค้า LNG ในระยะยาว **โดยในไตรมาส 2 ปี 2569 คาดว่าราคา Asian Spot LNG จะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 17-23 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู** ขณะที่แนวโน้มราคาในช่วงครึ่งหลังของปีมีความผันผวนสูงและยังต้องติดตามอย่างใกล้ชิด

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ประมาณการการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2569 อยู่ที่ร้อยละ 1.5 โดยในช่วงปลายไตรมาสได้มีการปรับลดประมาณการภายหลังสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลให้เศรษฐกิจมีแนวโน้มชะลอตัวจากทั้งด้านอุปสงค์และอุปทาน จากผลกระทบของราคาพลังงานที่ปรับตัวสูงขึ้นส่งผลต่อต้นทุนการผลิตและค่าขนส่งอย่างมีนัยสำคัญ ขณะที่ภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มชะลอตัวลงจากการสิ้นสุดฤดูกาลท่องเที่ยวและความกังวลต่อสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ สำหรับนโยบายการเงิน ธปท. ได้ปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงร้อยละ 0.25 มาอยู่ที่ร้อยละ 1.00 ต่อปี ซึ่งเป็นการปรับลดที่เร็วกว่าที่ตลาดคาดการณ์ เพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและยังช่วยบรรเทาภาระหนี้ของภาคครัวเรือนและวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม (SMEs) ทั้งนี้ ธปท. เห็นว่าการขยายตัวของเศรษฐกิจในระดับต่ำจำเป็นต้องอาศัยนโยบายแบบผสมผสาน ควบคู่กับมาตรการทางการเงินแบบเฉพาะจุด เพื่อเพิ่มขีดความสามารถทางการแข่งขันของภาคธุรกิจและสนับสนุนเศรษฐกิจไทยในระยะยาว

สำหรับแนวโน้มอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2569 คาดว่ายังมีแนวโน้มอ่อนค่า โดยมีแรงกดดันจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ราคาพลังงานอยู่ในระดับสูง ซึ่งกระทบต่อประเทศที่พึ่งพาการนำเข้าพลังงานรวมถึงประเทศไทย ประกอบกับปัจจัยฤดูกาลในช่วงไตรมาส 2 ของทุกปี ซึ่งเป็นช่วงที่บริษัทต่างชาติส่งเงินปันผลกลับประเทศ อย่างไรก็ตาม ค่าเงินบาทมีโอกาสแข็งค่าขึ้นได้บ้างในช่วงครึ่งหลังของปี จากการฟื้นตัวของอุปสงค์และอุปทานภายในประเทศ รวมถึงภาคการท่องเที่ยวที่คาดว่าจะฟื้นตัวในช่วงปลายปี

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 และปี 2569

ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ทั้งนี้ เพื่อให้แนวโน้มผลการดำเนินงานสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทจึงได้ดำเนินการติดตามและปรับสมมติฐานให้สะท้อนสถานการณ์ปัจจุบัน ส่งผลให้ประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้

ปริมาณขาย (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	ต้นทุนต่อหน่วย (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละของรายได้จากการขาย)
ไตรมาส 2 ปี 2569 และ ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569 และ ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569 และ ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569 และ ปี 2569
~560,000	~6.0	~30	~70%

หมายเหตุ: 1. ปริมาณขายรวมการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย
2. สมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปี 2569 อยู่ที่ 80-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
3. EBITDA Margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณขาย

คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 อยู่ที่ประมาณ 560,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

- คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 1 ปี 2569 โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณขายน้ำมันดิบในภูมิภาคแอฟริกาและการเร่งผลิตก๊าซธรรมชาติของโครงการในอ่าวไทย
- คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับปี 2569 เพิ่มขึ้นจากปี 2568 โดยหลักจากการรับรู้ปริมาณขายเต็มปีสำหรับโครงการที่ได้เข้าซื้อระหว่างปี 2568 ได้แก่ โครงการมาเลเซีย เอสเค408 โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย–มาเลเซีย เอ 18 และโครงการแอลจีเรีย ทูอัท นอกจากนี้ โครงการจี 1/61 คาดว่าจะมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น

ราคาขาย

ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลัง 3-21 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 จะอยู่ที่ประมาณ 6.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 1 ปี 2569 และจากปีก่อนหน้าเล็กน้อยจากการปรับตัวขึ้นของราคาน้ำมันในตลาดโลก

ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก

บริษัทมีการทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2569 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงคงเหลือจำนวน 21 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุนต่อหน่วย

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 ปตท.สผ. คาดว่าต้นทุนต่อหน่วยจะอยู่ในระดับประมาณ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงเมื่อเทียบกับปี 2568 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน