



บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ (MD&A)

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569





บทสรุปผู้บริหาร

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2569 อยู่ที่ 95.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 87.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะการปิดช่องแคบฮอร์มุซและความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานการผลิตน้ำมัน ซึ่งส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบโลกตึงตัว ขณะเดียวกัน อุปทานจากรัสเซียยังถูกกดดันจากความขัดแย้งกับยูเครน แมกการลงนามบันทึกความเข้าใจระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านในเดือนมิถุนายน 2569 จะช่วยให้สถานการณ์เริ่มผ่อนคลายลงบางส่วน แต่ในช่วงปลายเดือนเกิดเหตุการณ์โจมตีเรือพาณิชย์บริเวณช่องแคบฮอร์มุซโดยกองกำลังของอิหร่าน ก่อให้เกิดความขัดแย้งครั้งใหม่ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน จนนำไปสู่การปิดช่องแคบฮอร์มุซอีกครั้ง และหนุนให้ราคาน้ำมันฟื้นตัว สำหรับด้านอุปสงค์ ราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูงส่งผลให้โรงงานหลายแห่งลดการจัดซื้อน้ำมันดิบ อีกทั้งอุปสงค์น้ำมันดิบโลกยังได้รับแรงกดดันจากมาตรการประหยัดพลังงาน ต้นทุนการขนส่งที่สูงขึ้น และเศรษฐกิจโลกที่ยังมีความไม่แน่นอน โดยยังคงติดตามปัจจัยทางภูมิรัฐศาสตร์ทั้งความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกา-อิหร่าน กลุ่มฮูตี-ซาอุดีอาระเบีย และรัสเซีย-ยูเครน นโยบายการผลิตของกลุ่ม OPEC+ และทิศทางการสะสมน้ำมันคลังทั่วโลก โดยคาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2569 จะอยู่ในกรอบ 80-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

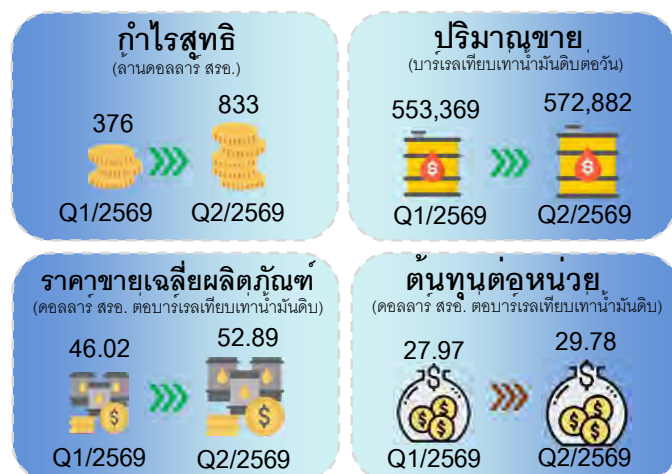
ความคืบหน้าที่สำคัญของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในไตรมาส 2 เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย บริษัทได้เพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) ในหลายโครงการอย่างต่อเนื่อง ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2569 เพื่อรองรับสถานการณ์พลังงานในประเทศ ได้แก่ โครงการจี 2/61 (บงกช) โครงการอาทิตย์ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ปี 17-01 โครงการคอนแท็ค 4 และยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิตในโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ด้านการเติบโตในต่างประเทศ โครงการมาเลเซีย เอสเค408 ได้รับอนุมัติแผนการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ Teja และ Populut เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และโครงการเมียนมา เอ็ม 3 การพัฒนาแหล่ง Aung Sinkha เข้าสู่การตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในเดือนกรกฎาคม 2569 เพื่อเพิ่มปริมาณขายให้กับบริษัทในระยะยาวต่อไป สำหรับผลการดำเนินงานในภูมิภาคตะวันออกกลาง ปริมาณการขายหลักมาจากโครงการผลิตในประเทศโอมาน ซึ่งยังคงสามารถผลิตและขายปิโตรเลียมตามแผนงาน

สำหรับความคืบหน้าที่สำคัญด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติโครงการอาทิตย์ในอ่าวไทย อยู่ระหว่างการพัฒนา ซึ่งคาดว่าจะเริ่มกระบวนการอัดกลับคาร์บอนไดในปี 2571 ทั้งนี้ โครงการจะสามารถกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ 1 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปีเมื่อดำเนินการเต็มกำลัง

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 2 ปี 2569 กำไรจากการดำเนินงานปกติของบริษัทเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569 โดยมีปัจจัยสำคัญจากปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 4 มาอยู่ที่ 572,882 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งทำสถิติสูงสุดของบริษัทสาเหตุหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่เร่งส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) เพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ รวมถึงการขายน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นจากโครงการเอส 1 และโครงการในประเทศแอลจีเรีย นอกจากนี้ ยังได้แรงหนุนจากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 มาอยู่ที่ 52.89 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ แม้ว่าต้นทุนต่อหน่วยจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 6 มาอยู่ที่ 29.78 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ จากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการสำรวจที่สูงขึ้นก็ตาม นอกจากนี้ บริษัทยังมีกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้นโดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันอันเป็นผลจากการปรับลดลงของราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้า ณ สิ้นไตรมาส 2 ส่งผลให้กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นจาก 376 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาส 1 ปี 2569 มาอยู่ที่ 833 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาส 2 ปี 2569

สำหรับฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2569 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 30,985 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีหนี้สินรวม 13,917 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย 4,353 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยรายงานส่วนของผู้ถือหุ้น 17,068 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับดีที่ 0.26 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงินของบริษัท

สรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ



(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1		ไตรมาส 2	
	ปี 2569	ปี 2569	ปี 2569	ปี 2569
EBITDA	1,716	2,113		
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	376	833		
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.09	0.21		
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	628	746		
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(252)	87		



ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2569

ราคาน้ำมันดิบ

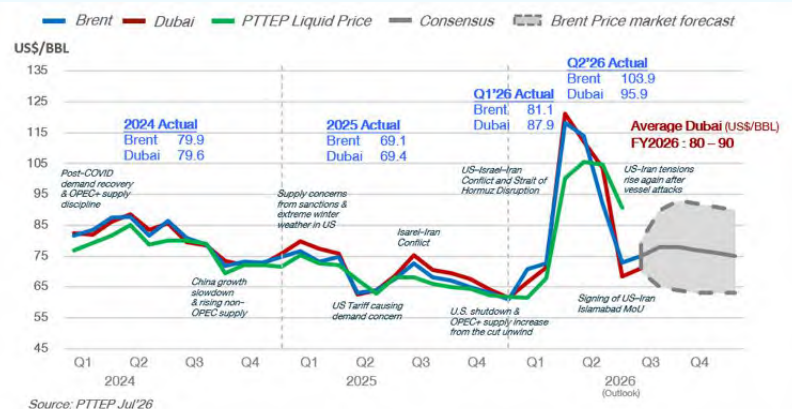
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 2 ปี 2569 อยู่ที่ 95.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จาก 87.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในไตรมาส 1 ปี 2569 โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

ด้านอุปทาน: ปัจจัยที่กระทบต่ออุปทานมาจากการปิดของแคบฮอร์มุซเป็นระยะเวลานาน และความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานในการผลิตน้ำมันในตะวันออกกลางในช่วงที่สงครามระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านทวีความรุนแรง ซึ่งส่งผลให้ปริมาณอุปทานน้ำมันดิบโลกราวหนึ่งในห้าหายไปจากตลาดโลก แม้ว่าการหยุดยิงชั่วคราวในเดือนเมษายน 2569 จะช่วยบรรเทาความตึงเครียดในระยะสั้น แต่ความกังวลด้านอุปทานยังคงมีอยู่อย่างต่อเนื่องจากปฏิบัติการทางทหารของอิสราเอลในเลบานอนและอิหร่าน ซึ่งเพิ่มความเสี่ยงต่อกระบวนการเจรจาสันติภาพ

และส่งผลให้การเก็บกักน้ำมันในช่องแคบฮอร์มุซล่าช้าออกไป ในขณะที่เดียวกัน การปรับเปลี่ยนเป้าหมายกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ไม่สามารถบรรเทาความตึงตัวของอุปทาน เนื่องจากข้อจำกัดด้านการผลิตและการส่งออกของประเทศสมาชิก อีกทั้งศักยภาพการส่งออกของรัสเซียยังคงถูกกดดันอย่างต่อเนื่องจากการโจมตีด้วยโดรนระยะไกลของยูเครนตลอดเดือนมิถุนายน 2569 ซึ่งสร้างความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานสำคัญตั้งแต่โรงกลั่นในมอสโกไปจนถึงแหล่งผลิตในไซบีเรียตะวันตก อย่างไรก็ตาม ภาวะขาดดุลอุปทานที่รุนแรงดังกล่าวเริ่มมีสัญญาณผ่อนคลายลงภายหลังการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านเมื่อวันที่ 17 มิถุนายน 2569 และได้มีการระบายเรือขนส่งน้ำมันที่ตกค้าง ส่งผลให้สถานการณ์อุปทานเริ่มทยอยเข้าสู่ภาวะคลายความตึงตัวมากขึ้น อย่างไรก็ตาม เหตุการณ์โจมตีเรือพาณิชย์บริเวณช่องแคบฮอร์มุซโดยกองกำลังของอิหร่านในช่วงปลายเดือนมิถุนายน 2569 ก่อให้เกิดความขัดแย้งครั้งใหม่ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน จนนำไปสู่การปิดของแคบฮอร์มุซอีกครั้ง และหนุนให้ราคาน้ำมันเพิ่มขึ้นในช่วงต้นไตรมาส 3 ปี 2569

ด้านอุปสงค์: อุปสงค์ของตลาดน้ำมันโลกเผชิญกับการหดตัวอย่างมีนัยสำคัญจากการปรับตัวขึ้นอย่างรุนแรงของราคาน้ำมันดิบ ซึ่งก่อให้เกิดภาวะอุปสงค์ถูกทำลาย (Demand Destruction) ในวงกว้าง จากปัจจัยต่าง ๆ ได้แก่ (1) โรงกลั่นทั่วโลกปรับลดการจัดซื้อน้ำมันดิบลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยโรงกลั่นส่วนใหญ่เลือกที่จะระบายสต็อกน้ำมันดิบที่มีอยู่แทนการเข้าซื้อน้ำมันดิบในตลาดที่มีราคาสูง ส่งผลให้ปริมาณการซื้อขายในตลาดลดลงอย่างมีนัยสำคัญตลอดทั้งไตรมาส นำโดยประเทศจีนจากการที่โรงกลั่นอิสระและรัฐวิสาหกิจปรับลดอัตราการกลั่นลงอย่างมาก (2) หลายประเทศได้ดำเนินมาตรการประหยัดพลังงานอย่างเข้มงวดเพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันภายใต้ต้นทุนน้ำมันดิบในตลาดที่อยู่ในระดับสูง (3) กิจกรรมการขนส่งทางเรือทั่วโลกชะลอตัวลงด้วยข้อจำกัดด้านการขนส่งจากการปิดล้อมทางทะเล ส่งผลกระทบโดยตรงต่อปริมาณการขนส่งเชื้อเพลิงในการเดินเรือ และ (4) ภาวะเงินเฟ้อโลกที่ยังอยู่ในระดับสูงและความล่าช้าในการปรับลดอัตราดอกเบี้ย ส่งผลกดดันกิจกรรมทางเศรษฐกิจในภาคอุตสาหกรรมและการผลิตในหลายประเทศ ทำให้อุปสงค์การใช้น้ำมันดิบอ่อนตัวลงอย่างต่อเนื่องในช่วงเวลาดังกล่าว

ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม: (1) ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกา-อิหร่าน: ความไม่แน่นอนของความตึงเครียดที่กลับมาปะทุอีกครั้ง เป็นตัวแปรสำคัญในการกำหนดทิศทางตลาด ว่ามีความเสี่ยงที่การสู้รบจะยืดเยื้อหรือจะสามารถกลับเข้าสู่กระบวนการเจรจาอีกครั้ง ซึ่งส่งผลต่อการผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรและการฟื้นตัวของการขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ (2) ความขัดแย้งระหว่างกลุ่มฮูตี-ซาอุดีอาระเบียในทะเลแดง: การประกาศปิดล้อม (blockade) ของกลุ่มฮูตีต่อเรือที่มุ่งหน้าสู่ซาอุดีอาระเบียผ่านช่องแคบบับเอลมันเดบถือเป็นความเสี่ยงที่ต้องติดตาม หากสถานการณ์ทวีความรุนแรงจนส่งผลกระทบต่อปริมาณการส่งออกน้ำมันของซาอุดีอาระเบียผ่านท่าเรือยันบู อาจซ้ำเติมภาวะตึงตัวของอุปทานน้ำมันโลกที่เผชิญแรงกดดันอยู่แล้ว (3) ความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-ยูเครน: การโจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านน้ำมันของรัสเซียด้วยโดรนระยะไกลยังเป็นปัจจัยที่ต้องติดตามอย่างใกล้ชิดเพื่อประเมินผลกระทบเชิงโครงสร้างต่อการส่งออกน้ำมันของรัสเซียในระยะยาว หรือปริมาณน้ำมันจะสามารถฟื้นตัวและกลับเข้าสู่ตลาดได้อย่างรวดเร็วผ่านช่องทางกองเรือเงา (shadow fleets) (4) นโยบายด้านการผลิตของกลุ่ม OPEC+: การประชุมในระยะถัดไปจะสะท้อนทิศทางว่ากลุ่ม OPEC+ จะคงมาตรการควบคุมกำลังการผลิตเพื่อพยุงราคา หรือปล่อยกำลังการผลิตสำรองกลับเข้าสู่ตลาดเพื่อชิงส่วนแบ่งทางการตลาด และ (5) การสะสมสต็อกน้ำมันทั่วโลก: การที่คลังน้ำมันทั่วโลกเปลี่ยนจากการระบายออกเป็นกลับมาซื้อสะสมสต็อกของคลังสำรองจะเป็นตัวชี้วัดความแข็งแกร่งของอุปสงค์ในระยะถัดไป

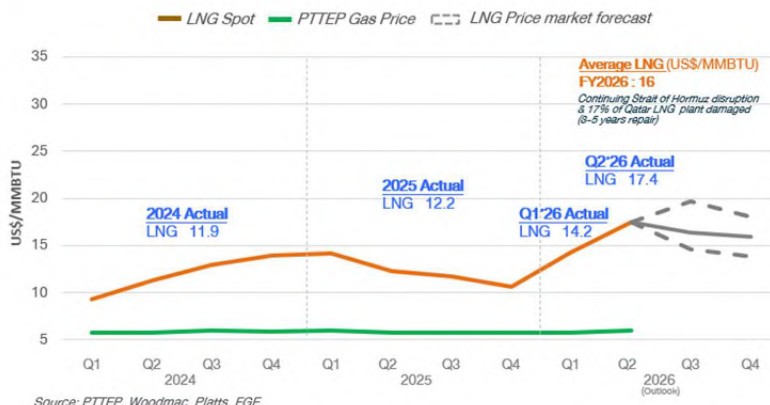


ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 2 ปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Asian Spot LNG) เฉลี่ยที่ 17.42 ดอลลาร์ สรอ. ต่อดอลลาร์ปียู ปรับตัวเพิ่มขึ้นและเคลื่อนไหวอยู่ในระดับสูงสุดตลอดไตรมาส เมื่อเทียบกับ 14.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อดอลลาร์ปียูในไตรมาสก่อนหน้า โดยมีปัจจัยหลักมาจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง การปิดของแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของอุปทาน LNG

ในเดือนเมษายน 2569 ราคายังคงทรงตัวในระดับสูงที่ 16.96 ดอลลาร์ สรอ. ต่อดอลลาร์ปียู จากความกังวลของตลาดต่อความเสี่ยงด้านอุปทานและความไม่แน่นอนจากการปิดของแคบฮอร์มุซ

ซึ่งส่งผลกระทบต่อการส่งออกจากตะวันออกกลาง ขณะที่ผู้ซื้อบางส่วนในเอเชียยังคงชะลอการจัดซื้อ เนื่องจากปริมาณสำรองในหลายประเทศ โดยเฉพาะญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ยังคงมีเพียงพอ ต่อมาในเดือนพฤษภาคม 2569 ราคา LNG ปรับตัวเพิ่มขึ้นไปอยู่ที่ 18.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อดอลลาร์ปียู จากวิกฤตตะวันออกกลางที่ยังยืดเยื้อ ประกอบกับแรงหนุนจากปริมาณก๊าซสำรองของยุโรปที่ลดต่ำลง และความต้องการใช้ในเอเชียที่เพิ่มขึ้นตามฤดูกาลในช่วงฤดูร้อน นอกจากนี้ การหยุดซ่อมบำรุงและความไม่แน่นอนของแหล่งผลิตสำคัญยังเป็นปัจจัยผลักดันให้ราคาทรงตัวในระดับสูง อย่างไรก็ตาม ในเดือนมิถุนายน 2569 ราคาได้ปรับลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 17.16 ดอลลาร์ สรอ. ต่อดอลลาร์ปียู โดยบรรยากาศการซื้อขายเริ่มผ่อนคลายลงในช่วงกลางถึงปลายเดือนหลังมีสัญญาณเชิงบวกสำหรับสถานการณ์ในตะวันออกกลางและการขนส่งผ่านของแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ราคา LNG อ่อนตัวลงจากระดับสูงสุดก่อนหน้านี้ ทั้งนี้ แม้จะเกิดเหตุระเบิดและเพลิงไหม้ที่โรงแยกก๊าซ Barzan ในกาตาร์เมื่อวันที่ 21 มิถุนายน 2569 แต่ทางรัฐบาลได้ยืนยันว่าเหตุการณ์ดังกล่าวจำกัดวงเฉพาะระบบก๊าซที่ไต่ภายในประเทศเท่านั้น จึงไม่ส่งผลกระทบต่อส่งออก LNG ของประเทศแต่อย่างใด



ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ตามข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ในช่วงเดือนมกราคมถึงเมษายน ปี 2569 การใช้พลังงานของประเทศไทยอยู่ที่ประมาณ 2.06 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568 สะท้อนความต้องการใช้พลังงานในประเทศที่ยังขยายตัวตามกิจกรรมทางเศรษฐกิจ การใช้ไฟฟ้า และการเดินทาง โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 7.2 จากความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ การจัดหาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 4,953 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วยการผลิตในประเทศประมาณร้อยละ 61 การนำเข้าจากเมียนมาประมาณร้อยละ 8 และการนำเข้า LNG ประมาณร้อยละ 31 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด สะท้อนว่าก๊าซธรรมชาติยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และมีบทบาทสำคัญต่อเสถียรภาพด้านต้นทุนพลังงานและความมั่นคงทางพลังงานของไทย ท่ามกลางความผันผวนของราคาน้ำมันดิบและ LNG จากสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจเพิ่มแรงกดดันต่อภาระการนำเข้าพลังงานและต้นทุนพลังงานของประเทศในระยะถัดไป

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2569 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวอ่อนค่าลงจากระดับ 32.84 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นไตรมาส 1 มาปิดที่ระดับ 33.27 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. หรืออ่อนค่าลงประมาณร้อยละ 1.3 (อ้างอิงตามอัตรากลางของธนาคารแห่งประเทศไทย) โดยในระหว่างไตรมาส ค่าเงินบาทมีการเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 31.96 - 33.40 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของค่าเงินบาทมาจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ การคาดการณ์ทิศทางดอกเบี้ยนโยบาย และปัจจัยตามฤดูกาลจากการนำเงินปันผลกลับประเทศของนักลงทุนต่างชาติ โดยความตึงเครียดในภูมิภาคตะวันออกกลางซึ่งส่งผลกระทบต่อราคาพลังงานที่สูงขึ้นนั้น ก่อให้เกิดแรงกดดันต่อดุลบัญชีเดินสะพัดของไทย อย่างไรก็ตาม แม้จะมีสัญญาณลดความตึงเครียดของสงครามลงเป็นระยะจากการทำข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวและมีการบรรลุข้อตกลงเบื้องต้นผ่านการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MoU) เพื่อเดินทางเจรจา รวมถึงการกลับมาเปิดการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซในช่วงปลายไตรมาส แต่ยังคงไม่สามารถหาข้อยุติด้านสันติภาพอย่างถาวรได้ นอกจากนั้น นักลงทุนประเมินว่าธนาคารกลางสหรัฐอเมริกา (Fed) มีแนวโน้มดำเนินนโยบายการเงินที่เข้มงวดมากขึ้นและมีความเป็นไปได้ที่จะปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายภายในปีนี้ ส่งผลให้ค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้น ประกอบกับปัจจัยฤดูกาลที่บริษัทต่างชาตินำเงินปันผลกลับประเทศ จึงเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเช่นกัน



ผลการดำเนินงาน

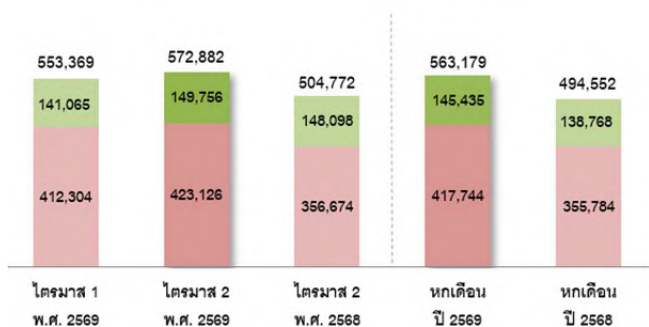
ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุนต่อหน่วย

ปริมาณขายเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

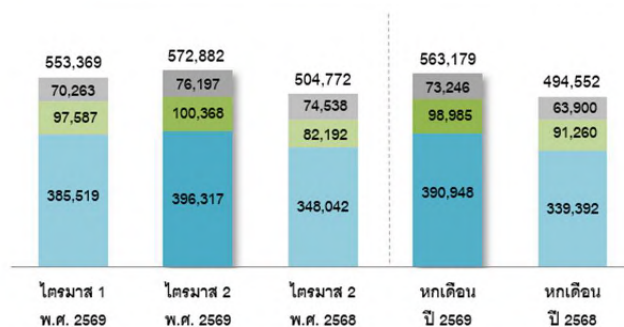
ตามชนิดปิโตรเลียม

ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบและคอนเดนเสท



ตามส่วนภูมิภาค

ประเทศไทย เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ออสเตรเลีย



หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY	หกเดือน ปี 2569	หกเดือน ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด YTD
ราคาขายเฉลี่ย (BOE)	46.02	52.89	44.01	+6.87	+8.88	49.54	44.85	+4.69
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (BOE)	77.47	99.51	66.32	+22.04	+33.19	88.88	69.59	+19.29
ราคาก๊าซธรรมชาติ (MMBTU)	5.81	5.96	5.79	+0.15	+0.17	5.89	5.87	+0.02
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดิบ (BBL)	87.87	95.87	66.96	+8.00	+28.91	91.87	71.87	+20.00
ต้นทุนต่อหน่วย (BOE)	27.97	29.78	31.10	+1.81	-1.32	28.89	30.94	-2.05

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ปริมาณขายเฉลี่ยรวมรายการจากการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ไตรมาส 2 ปี 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ย 572,882 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 4 จากไตรมาส 1 ปี 2569 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) เพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ รวมทั้งจากโครงการในประเทศแอลจีเรีย และโครงการเอส 1 ที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 เนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นตามราคาตลาด

สำหรับต้นทุนต่อหน่วย อยู่ที่ 29.78 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นร้อยละ 6 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568 ปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 13 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 โครงการแอลจีเรียทูอ์ และ โครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 เนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นตามราคาตลาด

ต้นทุนต่อหน่วยลดลง 1.32 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2568 ปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 เป็น 563,179 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 เนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเพิ่มขึ้นตามราคาตลาด

ต้นทุนต่อหน่วยลดลง 2.05 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 833 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 457 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 122 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569 โดยมีปัจจัยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับสูงขึ้นตามราคาตลาด และปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่เพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งเป็นผลจากการปรับลดลงของราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้า โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 746 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 118 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569 สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 15 ตามราคาตลาด และปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 4 โดยหลักจากโครงการใหม่ในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) เพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ รวมทั้งจากโครงการในประเทศแอลจีเรียและโครงการเอส 1 ที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ สุทธิกับค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้นจากสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้นและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจาก โครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการเอส 1 และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมที่เพิ่มขึ้น

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 87 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 339 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569 โดยสาเหตุหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในไตรมาสถอน

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 เพิ่มขึ้น 425 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 104 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาด และปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่เพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นจากการปรับลดลงของราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้า

กำไรจากการดำเนินงานปกติ เพิ่มขึ้น 324 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568 สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 ตามราคาตลาด และปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 13 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนารวมไทย-มาเลเซีย เอ 18 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท โครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการจี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงส่วนใหญ่จากกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทย สุทธิกับ ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุม

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568 สาเหตุหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพิ่มขึ้น ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 จำนวน 1,209 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 314 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 35 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2568 สาเหตุหลักจากปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับ ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 แบ่งเป็น

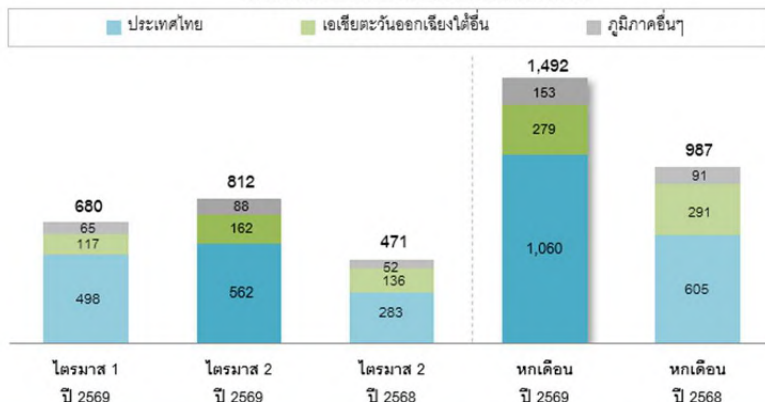
กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 จำนวน 1,374 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 464 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2568 สาเหตุหลักจากปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 14 ตามราคาตลาด โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการจี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ประกอบกับ ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ตามราคาตลาด รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงมาจากกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทย สุทธิกับ ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมในปี

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2568 โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY	หกเดือน ปี 2569	หกเดือน ปี 2568	เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	680	812	471	+132	+341	1,492	987	+505
ประเทศไทย	498	562	283	+64	+279	1,060	605	+455
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	117	162	136	+45	+26	279	291	-12
ภูมิภาคอื่นๆ	65	88	52	+23	+36	153	91	+62
ธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่	(304)	21	(63)	+325	+84	(283)	(92)	-191
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	376	833	408	+457	+425	1,209	895	+314

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ไตรมาส 2 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 833 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 457 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 812 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 132 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่เป็นผลจากรายได้ที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท รวมถึงปริมาณขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติมากขึ้นและโครงการเอส 1 ที่ปริมาณขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ สุทธิกับ ค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นจากสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้นและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้มีกำไรเพิ่มขึ้น 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเลเซียที่ราคาขายของน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 21 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 325 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากไตรมาสก่อนซึ่งเป็นผลขาดทุนสุทธิ สาเหตุหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลงในขณะที่ราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในไตรมาสก่อน

ไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ไตรมาส 2 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 833 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 425 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 812 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 341 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 279 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการในอ่าวไทยและโครงการพื้นที่พัฒนารวมไทย-มาเลเซีย ปี 17-01 มีราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเพิ่มขึ้น สุทธิกับ ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุม นอกจากนั้น ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรเพิ่มขึ้น 36 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูอัท ซึ่งเราวมลงทุนระหว่างปี 2568

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 จำนวน 21 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากไตรมาส 2 ปี 2568 ซึ่งเป็นผลขาดทุนสุทธิ สาเหตุหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพิ่มขึ้น ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

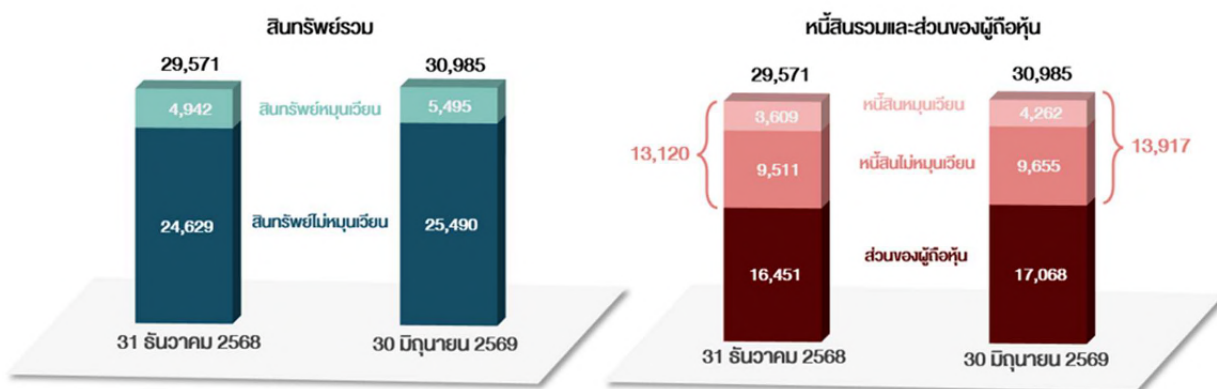
งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 1,209 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 314 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 จำนวน 1,492 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 505 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 455 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่จากปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากโครงการในอ่าวไทยที่ผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น รวมถึงการรับรู้ผลการดำเนินงานจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 ที่เข้าร่วมลงทุนระหว่างปี 2568 รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงมาจากกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทย นอกจากนี้ ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรเพิ่มขึ้น 62 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูอัท ซึ่งเข้าร่วมลงทุนระหว่างปี 2568 ในขณะที่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นกำไรลดลง 12 ล้านบาท สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการมาเลเซียที่มีการปิดซ่อมบำรุง

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2569 จำนวน 283 ล้านบาท สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 191 ล้านบาท สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 30,985 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 1,414 ล้านบาท สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 29,571 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการสัมปทานกาซา และลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นจากรายได้จากการที่ขายเพิ่มขึ้น

หนี้สิน

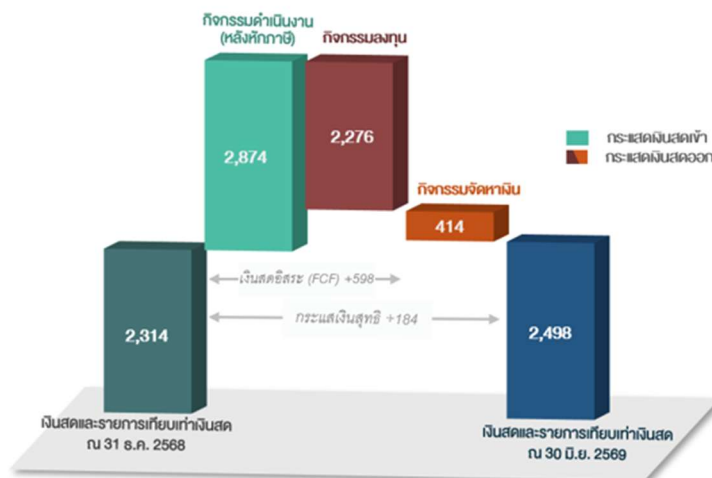
ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 13,917 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 797 ล้านบาท สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 13,120 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากการออกหุ้นกู้ในเดือนพฤษภาคม 2569

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีส่วนของผู้ถือหุ้น 17,068 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 617 ล้านบาท สรอ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 16,451 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากกำไรสุทธิสำหรับรอบระยะเวลาหกเดือนปี 2569 สุทธิกับ เงินปันผลจ่าย โดยส่วนของผู้ถือหุ้นประกอบด้วยส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 8 ล้านบาท สรอ. จากเครือข่าย เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท สรอ.



ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,498 ล้านบาท สรอ. เพิ่มขึ้น 184 ล้านบาท สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,314 ล้านบาท สรอ.

กิจกรรมดำเนินงาน

เป็นเงินสดรับสุทธิจำนวน 2,874 ล้านบาท สรอ. (สุทธิรายการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน -18 ล้านบาท สรอ.) โดยหลักเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขายกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายจำนวน 3,736 ล้านบาท สรอ. และเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 862 ล้านบาท สรอ.

กิจกรรมลงทุน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 2,276 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากการลงทุนเพิ่มในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 และโครงการสัมปทานก๊าซ

กิจกรรมจัดหาเงิน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 414 ล้านบาท สรอ. โดยหลักจากการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2568 การชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างงวดหกเดือนปี 2569 สุทธิกับเงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ในเดือนพฤษภาคม 2569

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 1 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 2 ปี 2568	หกเดือน ปี 2569	หกเดือน ปี 2568
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin)	71	72	72	72	72
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	11	13	12	13	12
อัตรากำไรสุทธิ	19	21	21	21	21
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.24	0.26	0.24	0.26	0.24
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อ EBITDA	0.64	0.61	0.61	0.61	0.61
การประเมินมูลค่าหลักทรัพย์ (ดอลลาร์ สรอ.)					
กำไรสุทธิต่อหุ้น	0.09	0.21	0.11	0.30	0.23

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	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเฉลี่ยต่อกำไ้ย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญของบริษัทใหญ่ต่อหุ้น



กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

ปตท.สผ. ได้ทบทวนทิศทางและนโยบายการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์ เพื่อให้สอดคล้องกับบริบทพลังงานโลกซึ่งมีความผันผวนทั้งทางด้านทิศทางธุรกิจและด้านภูมิรัฐศาสตร์ จึงมุ่งเน้นการขับเคลื่อนองค์กรโดยให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงานของประเทศเป็นภารกิจหลัก ควบคู่กับการรักษาความสามารถในการแข่งขันและการเติบโตอย่างยั่งยืน และปรับกรอบกลยุทธ์เป็นการมุ่งเน้น 2 ด้าน ได้แก่ การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้ประเทศไทย (Provide Energy Security) และการสร้างการเติบโตในต่างประเทศเพื่อความยั่งยืนในอนาคต (Pursue International Growth) ทั้งนี้ บริษัทยังคงเดินหน้านำสู่เป้าหมาย Net Zero ปี 2593 ผ่านแนวทางที่สมดุลและปฏิบัติได้จริง และเตรียมความพร้อมสู่โอกาสทางธุรกิจในอนาคตผ่านการลงทุนในธุรกิจคาร์บอนต่ำเพื่อความยั่งยืนในระยะยาว



การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน ให้ประเทศไทย (Provide Energy Security)

- มุ่งรักษาความมั่นคงและความต่อเนื่องจากบทบาทผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ โดยตั้งเป้าหมายสนับสนุนและรักษาสัดส่วนการผลิตมากกว่าร้อยละ 60 ของความต้องการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ จาก 3 แหล่งปิโตรเลียมหลักทั้งฝั่งตะวันออก ฝั่งใต้ และฝั่งตะวันตก
- ดำเนินการอย่างมีประสิทธิภาพผ่านการลดต้นทุน เพื่อรักษาระดับกำลังการผลิต สร้างโอกาสในการเพิ่มปริมาณสำรอง และยืดอายุการผลิตของโครงการผลิตในปัจจุบัน
- แสวงหาและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติใหม่ ผ่านโครงข่ายระบบท่อขนส่งและทางเลือกการพัฒนาแบบที่เหมาะสมกับลักษณะของแหล่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อเร่งการนำทรัพยากรขึ้นมาใช้และเสริมความมั่นคงทางพลังงานของประเทศในระยะยาว



การสร้างการเติบโตในต่างประเทศ เพื่อความยั่งยืนในอนาคต (Pursue International Growth)

- มุ่งสร้างการเติบโตและสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในต่างประเทศอย่างมีวินัย โดยมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มสัดส่วนกำไรสุทธิจากโครงการต่างประเทศมากกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2578 โดยเฉพาะกลุ่มประเทศในพื้นที่หลัก ได้แก่ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตะวันออกกลาง และประเทศแอฟริกาใต้
- เร่งรัดการดำเนินงานโครงการที่อยู่ในระยะพัฒนาและโครงการสำรวจที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว
- สร้างมูลค่าในธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยต่อยอดการพัฒนาตลอดห่วงโซ่คุณค่า LNG ร่วมกับกลุ่ม ปตท. โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของรัฐกิจต้นน้ำและกลางน้ำ

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

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

1 การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างโปร่งใส มีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้แก่องค์กร โดยยึดหลักธรรมาภิบาล พร้อมกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยง การควบคุมภายในที่เหมาะสม รวมถึงปฏิบัติตามกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องของอย่างเคร่งครัด ทั้งนี้หน่วยงาน Governance, Risk Management and Compliance (GRC) ได้ผลักดันแนวปฏิบัติด้าน GRC อย่างต่อเนื่อง เพื่อส่งเสริมและกระตุ้นการมีส่วนร่วม โดยกิจกรรมหลักในไตรมาส 2 ปี 2569 อาทิ GRC การละคร ให้กับพนักงาน ณ โครงการเอส 1 โดยนำหลักการด้าน GRC มาผสมผสานกับกิจกรรมสนทนากาญจนาภิเษก เพื่อถ่ายทอดแนวคิดและหลักปฏิบัติให้เข้าใจง่ายและสามารถเชื่อมโยงสู่การปฏิบัติงานจริงได้อย่างเป็นรูปธรรม นอกจากนี้ ยังได้จัดทำและเผยแพร่คลิปวิดีโอตัวอย่างพฤติกรรมการบริหารความเสี่ยงที่พึงปฏิบัติ เพื่อใช้เป็นสื่อสารในการประชุมความปลอดภัยเป็นประจำทุก 3 สัปดาห์ (SSHE Talk Tri-Weekly) สำหรับพนักงานและผู้รับเหมาที่ปฏิบัติงานในพื้นที่นอกชายฝั่งของประเทศไทย ครอบคลุมทั้งสิ้น 7 โครงการ เพื่อสร้างการรับรู้และตอกย้ำแนวปฏิบัติด้านการบริหารความเสี่ยงในงานที่ทำตามปกติอย่างสม่ำเสมอ อีกทั้ง ยังมี การจัดอบรมทรัพยากรและกิจกรรมสนทนากาญจนาภิเษก ในงานประชุมด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อมประจำปี 2569 สำหรับพื้นที่โครงการเอส 1 เพื่อสร้างความรู้ความเข้าใจในหลักการ GRC ให้แก่พนักงานและผู้รับเหมา พร้อมทั้งส่งเสริมการสร้างพันธมิตรทางธุรกิจที่ยึดมั่นในจริยธรรม การบริหารความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพเพื่อให้สามารถดำเนินงานได้อย่างต่อเนื่อง ตลอดจนการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องอย่างครบถ้วน



2 การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE MS)

ตั้งแต่ต้นปีจนถึงสิ้นไตรมาสที่ 2 ปี 2569 ไม่มีการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (Lost Time Injury Frequency: LTIF) และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (Total Recordable Injury Rate: TRIR) ที่ 0.72 ครั้งต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงานซึ่งเป็นอัตราที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (International Association of Oil and Gas Producers: IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักรู้ด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์และองค์กร (Human and Organizational Performance) การบริหารจัดการผู้รับเหมา การเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต และการเรียนรู้จากการทำงานปกติ (Learning From Normal Work) อีกด้วย



3 การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม

• **การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P)** โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำ (Reuse) และทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ (Recycle) อีกทั้งยังเป็นการช่วยลดต้นทุนของบริษัทในการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตใหม่ โดยในไตรมาส 2 ปี 2569 ปตท.สผ. ประสบความสำเร็จตามแผนการนำแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมที่สิ้นสุดการผลิตกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ทั้งโครงสร้าง (Total Wellhead Platform Reuse) ครอบคลุมการเคลื่อนย้ายทั้งส่วนบนของแท่นหลุมผลิต (Topside) ขาแท่น (Jacket) และเสาเข็มบางส่วน (Piles Section) ไปติดตั้งและใช้งานใหม่ในแหล่งเดียวกันภายใต้โครงการจี 1/61 ส่งผลให้สามารถลดต้นทุนการก่อสร้างได้ประมาณร้อยละ 35-50 เมื่อเทียบกับการก่อสร้างแท่นหลุมผลิตใหม่ทั้งหมด นอกจากนี้ ยังมีแผนนำขาแท่นที่หมดภาระการใช้งานแล้วมาใช้ประโยชน์ในการจัดสร้างแหล่งอาศัยของสัตว์ทะเล (Rigs to Reefs) เพื่อส่งเสริมความอุดมสมบูรณ์ของทรัพยากรประมงทะเลในอ่าวไทย และเสริมสร้างการทำประมงอย่างยั่งยืน โดยในไตรมาส 2 นี้ กรมประมง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และ ปตท.สผ. ได้รวมลงนามในบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MoA) เพื่อจัดวาง ส่งมอบ และรับมอบขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมสำหรับการจัดสร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลเพื่อการประมง ซึ่งภายใต้บันทึกข้อตกลงนี้ ปตท.สผ. จะดำเนินการจัดวางและส่งมอบขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมที่หมดภาระการใช้งานแล้วจำนวน 9 ขาแท่น ให้แก่กรมประมง โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเคลื่อนย้ายและจัดวางในช่วงไตรมาส 4 ต่อไป

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

- 1) การฟื้นฟูและสุขภาพของมหาสมุทรและคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) มุ่งเน้นการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมและการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากบลูคาร์บอน โดยหนึ่งในความก้าวหน้าสำคัญคือ การเผยแพร่ข้อมูลโครงการภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิตผ่านแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเลของ ปตท.สผ. (PTTEP Ocean Data Platform) เพื่อช่วยส่งเสริมการบูรณาการองค์ความรู้ด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเลสู่การอนุรักษ์ฟื้นฟู และการบริหารจัดการทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งอย่างยั่งยืน ในไตรมาส 2 ปี 2569 บริษัทได้ปรับปรุงข้อมูลอุณหภูมิมหาสมุทรและสมุทรศาสตร์ให้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น นอกจากนี้ บริษัทอยู่ระหว่างการจัดทำแผนเพื่อขยายการติดตั้งกล้องใต้น้ำและสถานีตรวจวัดสมุทรศาสตร์ในโครงการจี 1/61 โดยมีแผนติดตั้งและเชื่อมโยงข้อมูลเข้าสู่แพลตฟอร์มของ ปตท.สผ. ให้แล้วเสร็จภายในปี 2569

- 2) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของบริษัท และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัดรอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล บริษัทได้ดำเนินการก่อตั้งศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจแควเสริ์จสะสมรวม 19 แห่ง โดยได้พัฒนาเทคโนโลยีในการควบคุมกระบวนการเพาะฟัก รวมถึงนำแม่พันธุ์งานแสงอาทิตย์มาใช้ในศูนย์การเรียนรู้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดค่าใช้จ่ายของชุมชน พร้อมทั้งวางบานปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลจำนวน 17 แห่ง ครอบคลุมพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งรวม 9 ตารางกิโลเมตร และสามารถสร้างเครือข่ายอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งสะสมรวม 11,352 คน

4 การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน และเตรียมความพร้อมในการเปลี่ยนผ่านทางพลังงานและธุรกิจคาร์บอนต่ำ โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 40 โครงการ ตัวอย่างโครงการสำคัญ ได้แก่ (1) โครงการพัฒนาระบบไดรฟ์มอเตอร์จัมป์ไฟฟ้าในระยะเริ่มต้น เป็นระบบไดรฟ์อัตโนมัติเฟิร์มแวร์ไฟฟ้ารอบฐานผลิตโครงการสินธุฮอม ปัจจุบันมีการใช้งานเต็มรูปแบบ (Full Deploy) เริ่มตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 และ (2) โครงการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อยกระดับประสิทธิภาพวัสดุของชิ้นส่วนเครื่องจักรและการพัฒนาชิ้นส่วนทดแทน โดยมีเป้าหมายเพื่อยืดอายุการใช้งาน ลดค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงและสนับสนุนการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย ซึ่งได้เริ่มนำเทคโนโลยีไปใช้งานในบางอุปกรณ์แล้ว เช่น การปรับปรุงวัสดุในวาล์วควบคุมการไหลในกระบวนการผลิตที่โครงการจี 1/61 และจี 2/61 และยังมีอุปกรณ์อื่นๆ ที่อยู่ระหว่างการพัฒนาและจัดทำต้นแบบก่อนนำไปทดสอบใช้งานจริง เช่น ตัวจัดศูนย์สำหรับก้านนำทาง (Guide Rod Centralizer) และข้อต่อ Coupling ที่มีการพัฒนาใช้วัสดุโพลีเมอร์เพื่อยืดอายุการใช้งานหลุมผลิต

5 การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท.สผ. ยังคงรักษาโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและวินัยทางการเงินอย่างเคร่งครัด เพื่อจัดสรรเงินทุนอย่างมีประสิทธิภาพและสร้างผลตอบแทนที่เหมาะสมและยั่งยืนให้แก่ผู้ถือหุ้น โดยเมื่อวันที่ 22 เมษายน 2569 บริษัทได้จ่ายเงินปันผลส่วนที่เหลือของปี 2568 ในอัตรา 4.65 บาทต่อหุ้น (รวม 582 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และ ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2569 บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 0.26 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท พร้อมทั้งคงอันดับความน่าเชื่อถือในระดับที่นำลงทุน (Investment Grade) จากสถาบันจัดอันดับเครดิตชั้นนำระดับสากล ได้แก่ Baa1 จาก Moody's Investor Service และ BBB+ จาก Standard & Poor's Rating Group และ Fitch Ratings รวมถึงได้รับอันดับเครดิตภายในประเทศสูงสุดที่ AAA จากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด สะท้อนถึงฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เสถียรภาพทางการเงินที่มั่นคง และความสามารถในการรองรับความผันผวนของเศรษฐกิจโลกและราคาน้ำมันได้เป็นอย่างดี

บริษัทได้บริหารสภาพคล่องและโครงสร้างเงินทุนอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจ แผนการลงทุน และโอกาสการเติบโตในอนาคต รวมถึงรักษาต้นทุนทางการเงินให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม โดยในเดือนพฤษภาคม 2569 กลุ่มบริษัทได้ชำระคืนหนี้ที่ครบกำหนดจำนวน 1,500 ล้านบาท และบริษัทได้ออกหุ้นกู้ในประเทศประกอบด้วยหุ้นกู้สกุลเงินบาทและหุ้นกู้ดิจิทัลสกุลดอลลาร์ สรอ. รวมมูลค่าเทียบเท่าประมาณ 523 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ การเสนอขายหุ้นกู้ดิจิทัลสกุลดอลลาร์ สรอ. ผ่านดิจิทัลวอลเล็ตบนแอปพลิเคชัน “เป๋าตัง” ถือเป็นครั้งแรกในเอเชีย ซึ่งช่วยขยายฐานนักลงทุน เพิ่มทางเลือกการลงทุนแก่ผู้ลงทุนไทย และสนับสนุนการกระจายแหล่งเงินทุนของบริษัทในระยะยาว

ในด้านการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย ปตท.สผ. ใช้หลัก Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายและค่าใช้จ่ายหลักที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน สำหรับรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. บริษัทพิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงินตามความเหมาะสม เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน สำหรับความผันผวนของอัตราดอกเบี้ยคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่ออย่างมีสาระสำคัญต่อบริษัท เนื่องจาก ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2569 บริษัทมีหนี้สินที่มีอัตราดอกเบี้ยคงที่คิดเป็นร้อยละ 95 ของเงินกู้ทั้งหมด

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม ส่งผลให้ ปตท.สผ. ได้รับรางวัลและการรับรองที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ดังนี้

- สมาชิกดัชนีความยั่งยืน Dow Jones Best-in-Class Index (DJ BIC) กลุ่มดัชนีโลก (DJ BIC World Index) ในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซขั้นต้นและครบวงจร (Oil & Gas Upstream & Integrated Industry) เป็นครั้งที่ 11 สะท้อนความมุ่งมั่นในการดำเนินธุรกิจอย่างมีความรับผิดชอบต่อตามแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืน ทั้งในมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการที่ดี
- รางวัล Global CSR & ESG Awards 2026 จำนวน 5 รางวัล ได้แก่ รางวัลพลวัตินันท์ สาขาโครงการเพื่อชุมชนยอดเยี่ยมและโครงการเพื่อสังคมยอดเยี่ยมระดับประเทศจากโครงการจัดทำแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลและบานปลาที่มุ่งส่งเสริมการอนุรักษ์เพิ่มปริมาณพันธุ์สัตว์น้ำและเพิ่มความหลากหลายทางชีวภาพทางทะเลใน 17 จังหวัดรอบอ่าวไทย รางวัลพลวัตินันท์ สาขาความเป็นเลิศด้านการส่งเสริมการรู้หนังสือและการศึกษาจากโครงการทุนการศึกษา High Vocational Diploma Scholarship Program ในเมียนมา รางวัลระดับโกลด์ สาขาความเป็นเลิศด้านสิ่งแวดล้อมจากโครงการจัดการขยะครบวงจรในจังหวัด East Nusa Tenggara ประเทศอินโดนีเซีย และรางวัลระดับโกลด์ สาขาความเป็นผู้นำด้าน CSR และ ESG จากโครงการมาเลเซีย
- รางวัล Corporate Governance Awards จำนวน 6 รางวัลจากงาน Asian Excellence Awards 2026 ได้แก่ รางวัล Asia's Best CEO (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 9) รางวัล Asia's Best CFO (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 13) รางวัล Best Investor Relations Company (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 14) รางวัล Best Investor Relations Professional (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6) รางวัล Sustainable Asia Award (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3) และ รางวัล Best CSR (ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2)

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

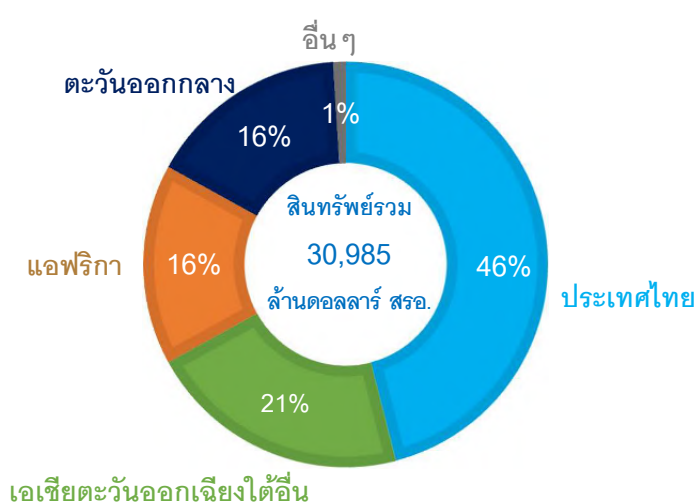
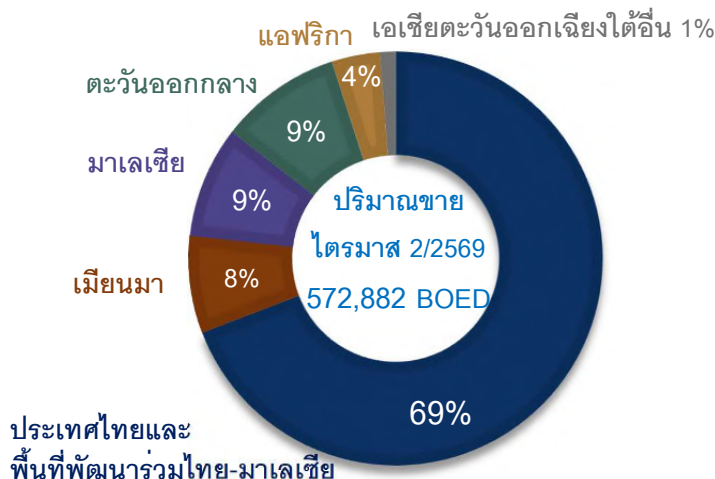
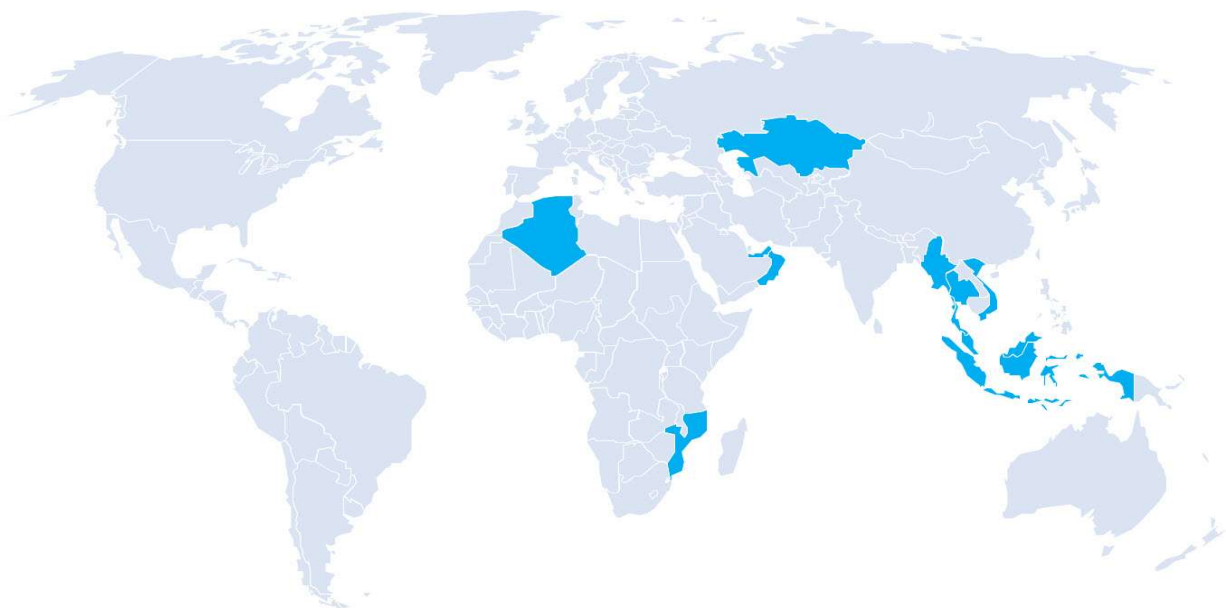


ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

การดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

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) และสาธารณรัฐคาคัสสถาน

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



ในไตรมาส 2 ปี 2569 ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 396,317 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 69 ของปริมาณขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 100,368 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 18 ของปริมาณขายทั้งหมด และโครงการในภูมิภาคอื่น ๆ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 76,197 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 13 ของปริมาณขายทั้งหมด โดยมีความคืบหน้าในโครงการหลักที่สำคัญ ดังนี้

โครงการ

ความคืบหน้าในไตรมาส 2 ปี 2569

โครงการในประเทศไทย

โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)

1. คอนแท็ค 4 สัดส่วนการลงทุน: 60% ผู้ดำเนินการ: Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการยังคงสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) พร้อมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 438 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 16,584 บาร์เรลต่อวัน
2. จี 1/61 (เอราวัณ) สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสทและน้ำมันดิบ โครงการมีการสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่ รวมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 796 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คอนเดนเสท 19,746 บาร์เรลต่อวัน และน้ำมันดิบ 15,298 บาร์เรลต่อวัน
3. จี 2/61 (บงกช) สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการยังคงสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) และดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต รวมทั้งการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 748 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 22,540 บาร์เรลต่อวัน
4. จี 12/48 สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
5. บี 8/32 และ 9 เอ สัดส่วนการลงทุน: 25% ผู้ดำเนินการ: Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 13,338 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 75 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ โครงการยังคงดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
6. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ปี 17-01 สัดส่วนการลงทุน: 50% ผู้ดำเนินการ: CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการยังคงสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) พร้อมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 308 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 11,363 บาร์เรลต่อวัน
7. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18 สัดส่วนการลงทุน: 50% ผู้ดำเนินการ: PPJO	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 386 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 3,442 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ เนื่องจากสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) ฉบับปัจจุบันกำลังจะหมดอายุ คณะรัฐมนตรีของไทยและมาเลเซียได้อนุมัติสัญญาแบ่งปันผลผลิตฉบับใหม่ เพื่อสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาวของทั้งสองประเทศ โดยคาดว่าจะมีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในไตรมาส 3 ปี 2569
8. สิงห์ฮ่อม สัดส่วนการลงทุน: 90% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการอยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุงตามแผนบางส่วนเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพหลุมผลิต ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 3 ปี 2569 ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 97 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 176 บาร์เรลต่อวัน
9. เอส 1 สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว ปัจจุบัน โครงการดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาและผลิตเพื่อรักษาปริมาณการผลิต ในไตรมาส 2 โครงการได้กลับมาดำเนินการผลิตตามปกติภายหลังการปิดซ่อมบำรุงตามแผน ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 24,253 บาร์เรลต่อวัน ก๊าซธรรมชาติ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว 164 เมตริกตันต่อวัน
10. อาทิตย์ สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการยังคงสามารถเพิ่มปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) พร้อมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 375 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 17,149 บาร์เรลต่อวัน

โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)

11. จี 1/65 สัดส่วนการลงทุน: 100%** ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 2 โครงการดำเนินงานประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแล้วเสร็จ และปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาทักษะธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจในปี 2570-2571
---	--

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 2 ปี 2569
12. จี 3/65	สัดส่วนการลงทุน: 100%** ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 2 โครงการดำเนินงานประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแล้วเสร็จ และปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจในปี 2570-2571 ทั้งนี้ โครงการได้เริ่มกระบวนการขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) สำหรับพื้นที่บุษบง**บริษัทได้ลงนามในสัญญาการลดสัดส่วนเพื่อโอนสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 40 ในโครงการจี 1/65 และจี 3/65 ให้แก่บริษัท แวลูว์ เอ็นเนอร์ยี่ (ชัยพฤกษ์) จำกัด โดยจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามสัญญา และได้รับอนุมัติจากหน่วยงานภาครัฐ
โครงการในเมียนมา		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
13. ซอติกา	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 312 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการอย่างต่อเนื่อง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตในระยะ 1E เพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผน
14. ยาดานา	สัดส่วนการลงทุน: 62.963% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 309 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อีกทั้ง โครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการสำรวจเพิ่มเติมเพื่อรองรับการเจรจาขอต่ออายุสัญญาแบ่งปันผลผลิต
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
15. เมียนมา เอ็ม 3	สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมะตะมะ ในเดือนกรกฎาคม 2569 โครงการได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) สำหรับการพัฒนาแหล่ง Aung Sinkha ภายหลังได้รับการอนุมัติสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากหน่วยงานภาครัฐของประเทศเมียนมา
โครงการในมาเลเซีย		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
16. มาเลเซีย แปลง เค	สัดส่วนการลงทุน: 7.2-56% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบารุห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh และ Siapak North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 9,506 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สำหรับแหล่ง Kikeh และ SNP อยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุงเพื่อดำเนินการฟื้นฟูเรือผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (Kikeh FPSO) ขณะเดียวกัน โครงการได้ดำเนินการขุดเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมภายใต้แผนพัฒนาโครงการ Kikeh ระยะ 3B แล้วเสร็จ จำนวน 2 หลุม นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างการปรับปรุงข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ และดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียม รวมทั้งเตรียมแผนเจาะหลุมสำรวจให้เป็นไปตามการผูกพันภายในปี 2571
17. มาเลเซีย แปลง เอช	สัดส่วนการลงทุน: 42-56% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบารุห์ ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 244 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 203 บาร์เรลต่อวัน
18. มาเลเซีย เอสเค309 และ เอสเค311	สัดส่วนการลงทุน: 42-59.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 13,529 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 142 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการได้ดำเนินการขุดเจาะหลุมพัฒนา Patricia แล้วเสร็จเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม
19. มาเลเซีย เอสเค408	สัดส่วนการลงทุน: 9.998% ผู้ดำเนินการ: TEPS, SSB	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 673 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 17,424 บาร์เรลต่อวัน จากแหล่ง Gorek แหล่ง Larak แหล่ง Bakong และแหล่ง Jerun ทั้งนี้ โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาแหล่ง Teja และ Pepulut เพิ่มเติม โดยมีแผนตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2569 และคาดว่าจะเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2572
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
20. มาเลเซีย เอสเค405บี	สัดส่วนการลงทุน: 49.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Sirung-Chenda และได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในไตรมาส 1 ปี 2569 ทั้งนี้ ในไตรมาส 2 โครงการได้เริ่มดำเนินงานออกแบบวิศวกรรม การจัดการ การก่อสร้าง การติดตั้ง และการทดสอบเดินระบบ (EPCIC) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571 นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างศึกษาด้านธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต ควบคู่กับการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 3 ปี 2569

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 2 ปี 2569	
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
21. มาเลเซีย เอสเค410บี	สัดส่วนการลงทุน: 42.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Lang Lebah และ Paprika โดยในแหล่ง Lang Lebah โครงการอยู่ระหว่างการสรุปแผนพัฒนาและการออกแบบทางวิศวกรรม (Re-engineering) เพื่อเพิ่มความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการสำหรับแหล่ง Paprika โครงการดำเนินการศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) แล้วเสร็จ และคาดว่าจะได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ภายในไตรมาส 3 ปี 2569 เพื่อเตรียมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2572	
22. มาเลเซีย เอสเค417	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่ง Nangka และ Dokong สำหรับแหล่ง Nangka โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในไตรมาส 1 ปี 2569 และอยู่ระหว่างการเตรียมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2569 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2572 ส่วนแหล่ง Dokong ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาวางแผนวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) และคาดว่าจะสามารถตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2570 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2573	
23. มาเลเซีย เอสเค438	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพทางปิโตรเลียมในแหล่ง Babadon และได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมแล้ว ปัจจุบันอยู่ระหว่างการขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2569 และคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตปิโตรเลียมในปี 2571 นอกจากนี้ โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ และอยู่ระหว่างศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต และการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 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 โครงการได้มีการกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจเบื้องต้นในพื้นที่ตอนใต้ของแปลงสำรวจ และคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการเจาะหลุมสำรวจได้ในไตรมาส 3 ปี 2569 อีกทั้ง อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติมในพื้นที่ตอนเหนือของแปลงสำรวจ เพื่อรองรับการวางแผนกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจที่เหลือให้เป็นไปตามภาวะผูกพันภายในปี 2570	
26. มาเลเซีย เอสบี412	สัดส่วนการลงทุน: 60% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบะฮ์ ในไตรมาส 2 โครงการได้ดำเนินการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจ และได้มีการกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจเบื้องต้น โดยคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการเจาะหลุมสำรวจได้ในไตรมาส 4 ปี 2569 นอกจากนี้ โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจที่เหลือให้เป็นไปตามภาวะผูกพันภายในปี 2570	
โครงการในเวียดนาม			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
27. เวียดนาม 9-2	สัดส่วนการลงทุน: 25% ผู้ดำเนินการ: HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 3,297 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรองรับการผลิต	
28. เวียดนาม 16-1	สัดส่วนการลงทุน: 28.5% ผู้ดำเนินการ: HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 13,234 บาร์เรลต่อวัน	
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 2 ปี 2569
โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) และธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง (Midstream)		
30. โอมาน แพลง 6	สัดส่วนการลงทุน: 2% ผู้ดำเนินการ: PDO	เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 691,684 บาร์เรลต่อวัน
31. โอมาน แพลง 53	สัดส่วนการลงทุน: 1% ผู้ดำเนินการ: Occidental	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 48,051 บาร์เรลต่อวัน
32. โอมาน แพลง 61	สัดส่วนการลงทุน: 20% ผู้ดำเนินการ: BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 1,604 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 62,051 บาร์เรลต่อวัน
33. โอมาน แอลเอ็นจี	สัดส่วนการลงทุน: 2% ผู้ดำเนินการ: O LNG	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซุร ประเทศโอมาน ปัจจุบันมีกำลังการผลิต 11.4 ล้านตันต่อปี โดยบริษัทได้รับซื้อก๊าซธรรมชาติเหลวจากโครงการเพื่อขายต่อที่ระดับประมาณ 0.8 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ปี 2569 อันเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้จากโครงการ
โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)		
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
34. สัมปทานกาซา	สัดส่วนการลงทุน: 10% ผู้ดำเนินการ: ADNOC	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ 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	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยแหล่ง Waset ซึ่งมี ADNOC เป็นผู้ดำเนินการ และบริษัทเข้าร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 12 ได้รับอนุมัติสัญญาสัมปทานผลิตปิโตรเลียมเรียบร้อยแล้ว ขณะที่พื้นที่อื่นนอกเหนือจากแหล่ง Waset ยังอยู่ระหว่างการสำรวจโดย Eni เป็นผู้ดำเนินการ ซึ่งบริษัทถือการลงทุนสัดส่วนร้อยละ 30
36. อาบูดาบี ออฟชอร์ 3	สัดส่วนการลงทุน: 30% ผู้ดำเนินการ: Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะเวลารวบรวมข้อมูล และอยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อดำเนินการเจาะหลุมประเมินตามข้อผูกพันด้านการสำรวจที่คงเหลืออยู่
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
37. แอลจีเรีย ทูอัท	สัดส่วนการลงทุน: 22.1% ผู้ดำเนินการ: GTG	ตั้งอยู่ในแหล่งปิโตรเลียมบนบก Timimoun ในประเทศแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 451 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 2,560 บาร์เรลต่อวัน
38. แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช	สัดส่วนการลงทุน: 49% ผู้ดำเนินการ: GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 15,715 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการพัฒนาโครงการระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตเป็น 30,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2572 และเป็น 60,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2573
39. แอลจีเรีย 433เอ และ 416บี	สัดส่วนการลงทุน: 35% ผู้ดำเนินการ: GBRs	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 16,870 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
40. แอลจีเรีย เร็กเกนเน ทู	สัดส่วนการลงทุน: 34% ผู้ดำเนินการ: Eni	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของแอลจีเรีย ครอบคลุมทั้งพื้นที่ที่ค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติแล้วและพื้นที่ที่มีศักยภาพในการสำรวจเพิ่มเติม โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการเร่งพัฒนาการผลิต
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)		
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
41. โมซัมบิก แอเรีย 1	สัดส่วนการลงทุน: 8.5% ผู้ดำเนินการ: TotalEnergies	โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างดำเนินการก่อสร้างโรงงาน LNG และติดตั้งอุปกรณ์ผลิตนอกชายฝั่ง โดยคาดว่าจะพร้อมนำส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ได้ภายในปี 2571

การขับเคลื่อนองค์กรสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในไตรมาส 2 ปี 2569 มีดังนี้



ลดความเข้มข้น
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ
17.9
จากปีฐาน 2563

พื้นที่การปลูก ป่านุ และอนุรักษ์ป่าที่ได้รับ
อนุมัติแล้วสะสม **156,130** ไร่

แผนงานในการขออนุมัติพื้นที่ปลูก ป่านุ และอนุรักษ์ป่า
เพิ่มเติมจากหน่วยงานภาครัฐจำนวน
ไม่น้อยกว่า **21,000** ไร่ ในปี 2569

บริษัทดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Reduce) ผ่านการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่องและผลักดันโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ ในไตรมาส 2 ปี 2569 มีความคืบหน้า ได้แก่

โครงการดักจับและกักเก็บ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS)

ปตท.สผ. ได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติอ่าวไทยในไตรมาส 3 ปี 2568 ส่งผลให้โครงการเข้าสู่ระยะดำเนินการพัฒนาอย่างเป็นทางการ หลังจากที่ได้ผ่านการศึกษาด้านเทคนิคอย่างรอบด้าน เพื่อสร้างความมั่นใจในมาตรฐานความปลอดภัยและความมั่นคงของการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว การตัดสินใจลงทุนดังกล่าวนับเป็นการสำคัญในการขับเคลื่อนกลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของบริษัท และการวางรากฐานสู่การพัฒนาโครงการ CCS แห่งแรกของประเทศไทย

ปัจจุบัน โครงการอยู่ระหว่างการจัดทำรายละเอียดแบบก่อสร้างทางวิศวกรรม (Detailed Engineering Design) สำหรับการติดตั้งอุปกรณ์และปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้องกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ใต้ดินในพื้นที่แหล่งก๊าซธรรมชาติอ่าวไทย โดยภาพรวมความคืบหน้ายังคงเป็นไปตามแผนงานที่กำหนดไว้ เพื่อรองรับเป้าหมายการเริ่มดำเนินการโครงการในปี 2571 โดยมีแผนที่จะทยอยปรับเปลี่ยนอัตราการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์อย่างต่อเนื่องจนถึงศักยภาพสูงสุดที่ประมาณ 1 ล้านตันต่อปี

การดำเนินการลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก

ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินงานของบริษัท โดยมีโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติม อาทิ โครงการลดการปล่อยก๊าซส่วนเกินแรงดันต่ำจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่โครงการจี 2/61 โครงการประหยัดพลังงานสำหรับโครงการผลิตต่าง ๆ ซึ่งประเมินว่าจะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติมจากกิจกรรมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ดำเนินการอยู่เดิมได้ประมาณ 545,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าในปี 2569

นอกจากนี้ บริษัทได้พัฒนาการจัดการการปล่อยก๊าซมีเทนอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2569 บริษัทได้ปรับปรุงการรายงานการปล่อยก๊าซมีเทนตามแนวทางการตรวจวัด (Measurement-based Approach) และมีการตรวจวัดการปล่อยก๊าซมีเทนจากแหล่งกำเนิดต่าง ๆ ครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติการหลักอย่างต่อเนื่อง เพื่อนำไปจัดทำแผนการลดการปล่อยก๊าซมีเทนต่อไป

การเตรียมความพร้อมสู่โอกาสทางธุรกิจในอนาคตผ่านการลงทุนในธุรกิจคาร์บอนต่ำ

โครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในพื้นที่ภาคตะวันออก (Eastern CCS Hub)



เป็นโครงการริเริ่มศึกษาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการบริหารจัดการคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคอุตสาหกรรมในพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์ทางเศรษฐกิจที่สำคัญของประเทศ โดยช่วยสนับสนุนและขับเคลื่อนเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศในไตรมาส 1 ปี 2569 คณะรัฐมนตรีเห็นชอบแนวทางการดำเนินงานภายใต้กรอบความร่วมมือระหว่างประเทศไทยและประเทศญี่ปุ่น เพื่อศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินทางธรณีวิทยาในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน ประกอบด้วย 1) มอบหมายให้กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมทำหน้าที่เป็นหน่วยประสานงานหลักในการบูรณาการและสนับสนุนให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง พัฒนาและปรับปรุงกฎหมาย กฎระเบียบ นโยบาย ตลอดจนมาตรฐานและกลไกดำเนินงานเพื่อขับเคลื่อนให้เกิดโครงการการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCS และ 2) มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นผู้รับผิดชอบหลักในการกำกับดูแลและประสานหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในการศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน โดย ปตท.สผ. ได้รับมอบหมายให้เป็นผู้ดำเนินการฝ่ายไทย ร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ องค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนาแห่งประเทศญี่ปุ่น (JOGMEC) และบริษัท อินเพ็กซ์ คอร์ปอเรชั่น (INPEX) ทั้งนี้ **ความคืบหน้าในการเตรียมความพร้อมงานสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Acquisition) เป็นไปตามแผนงาน โดยจะเข้าทำการสำรวจในช่วงไตรมาส 3 ปี 2569 นี้ เพื่อประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ และรองรับการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS Hub) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออกในอนาคตต่อไป** นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ร่วมกับภาครัฐในการศึกษาและผลักดันให้เกิดการพัฒนากฎหมายเพื่อรองรับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องและการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว

โครงการชีกรีน ออฟฟอร์ วินด์ ฟาร์ม



ปตท.สผ. ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมร้อยละ 25.5 ในโครงการชีกรีน ออฟฟอร์ วินด์ ฟาร์ม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ใหญ่ที่สุดในสกอตแลนด์ มีกำลังการผลิตประมาณ 1.1 กิกะวัตต์ (กังหันลม 114 ต้น) ตั้งอยู่ในทะเลเหนือ นอกชายฝั่งประเทศสกอตแลนด์ การดำเนินงานของโครงการเป็นไปตามแผนที่กำหนด ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและต่อเนื่อง นับตั้งแต่เริ่มผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) เมื่อเดือน ตุลาคม 2566 **โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงมิถุนายน 2569 โครงการสามารถผลิตไฟฟ้าได้รวมทั้งสิ้น 2,537 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh)**

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ลานแสงอรุณ)

ตั้งอยู่ในพื้นที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 โดยโครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566 **สำหรับไตรมาส 2 ปี 2569 โครงการได้จ่ายไฟฟ้าทั้งหมด 4.23 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh)**

การลงทุนในพลังงานแห่งอนาคตผ่าน Corporate Venture Capital



บริษัท เอ็กซ์พลอร์ เวนเจอร์ส จำกัด เป็นบริษัทที่จัดตั้งขึ้นเพื่อลงทุนในรูปแบบ Corporate Venture Capital หรือ CVC เพื่อลงทุนในเทคโนโลยีที่จะเป็นแหล่งพลังงานแห่งอนาคต (Future Energy) เทคโนโลยีลดคาร์บอน (Decarbonization) และเทคโนโลยีที่ช่วยลดการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P Deep Tech) โดยบริษัทได้ทำการลงทุนในธุรกิจที่พัฒนาเทคโนโลยีพลังงานฟิวชัน เทคโนโลยีเตาปฏิกรณ์นิวเคลียร์ขนาดเล็กรูปแบบใหม่ เทคโนโลยีสำหรับการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์บริเวณจุดปล่อยก๊าซ และเทคโนโลยีพลังงานความร้อนใต้พิภพรูปแบบใหม่ ซึ่งการลงทุนเหล่านี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างความร่วมมือในการศึกษาแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ และสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน พร้อมทั้งสร้างความสามารถในการแข่งขันของ ปตท.สผ. อย่างยั่งยืนในอนาคต

เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV)

กลุ่มบริษัท ARV มีเป้าหมายหลักในการพัฒนาและประยุกต์ใช้เทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ เพื่อเพิ่มศักยภาพและประสิทธิภาพการดำเนินงานในกลุ่มธุรกิจพลังงานควบคู่กับการขับเคลื่อนการเติบโตและสร้างโอกาสทางธุรกิจใหม่ ๆ โดยในไตรมาส 2 ปี 2569 บริษัทย่อย SKYLLER ได้ปฏิบัติงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการด้วยเทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับ (UAV) อาทิ โครงการตรวจสอบความผิดปกติของเสาสูงไฟฟ้าในพื้นที่แหล่งผลิตน้ำมันบนบก จำนวน 3,077 ต้น โครงการตรวจสอบหอคอยใหม่ก๊าซ (Flare) และอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงการตรวจสอบและติดตามการรั่วไหลของก๊าซมีเทนบนแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเล ในโครงการพื้นที่อ่าวไทย ซึ่งสามารถตรวจจับความผิดปกติและประเมินความเสียหายเบื้องต้นได้อย่างรวดเร็ว สนับสนุนการวางแผนซ่อมบำรุงอย่างมีประสิทธิภาพ



แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบในไตรมาส 3 ปี 2569 คาดว่าจะเริ่มต้นไตรมาสในระดับประมาณ 70-85 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ซึ่งลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า จากบรรยากาศเชิงบวกภายหลังการลงนาม MoU ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน รวมถึงการทยอยปลดปล่อยเรอชน้ำมันดิบที่ตักค้างในช่องแคบฮอร์มุซเข้าสู่ตลาด อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันมีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น หลังความตึงเครียดกลับมาปะทุจากการโจมตีตอบโต้กันระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านอีกครั้ง นอกจากนี้กลุ่มผู้ตีในเยเมนก็ได้ประกาศปิดล้อมทางทะเลต่อซาอุดีอาระเบียที่ช่องแคบบับเอลมันเดบ โดย**คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 3 ปี 2569 จะอยู่ในช่วง 80-90 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล** โดยความไม่แน่นอนของสถานการณ์สุรบยังคงเป็นปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตามอย่างใกล้ชิด ซึ่งอาจส่งผลให้ราคาน้ำมันในช่วงครึ่งหลังของปียังคงมีความผันผวนสูง ทั้งนี้ **บริษัทคาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปี 2569 จะอยู่ในช่วง 80-90 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล** โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

ด้านอุปทาน: อุปทานน้ำมันโลกในไตรมาส 3 ปี 2569 มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2569 จากการที่ปริมาณน้ำมันตักค้างบริเวณช่องแคบฮอร์มุซสามารถเริ่มส่งมอบไปยังปลายทางได้ อย่างไรก็ตาม การฟื้นตัวของ การขนส่งผ่านช่องแคบกลับสู่ระดับก่อนสงครามอาจใช้เวลานานกว่าที่คาดเนื่องจากความตึงเครียดกลับมาปะทุอีกครั้ง อย่างไรก็ตาม หากกลุ่ม OPEC+ ตัดสินใจเพิ่มกำลังการผลิต หรือหากปริมาณการส่งออกของรัสเซียเริ่มฟื้นตัว อาจเพิ่มความเสี่ยงที่ตลาดจะเข้าสู่ภาวะอุปทานล้นตลาดได้ในระยะสั้น

ด้านอุปสงค์: อุปสงค์น้ำมันโลกในไตรมาส 3 ปี 2569 คาดว่าจะฟื้นตัวเล็กน้อย โดยมีปัจจัยสำคัญขึ้นอยู่กับท่าทีของจีนต่อระดับราคาที่จะหากราคาปรับตัวลดลงสู่ระดับที่จับใจ อาจกระตุ้นให้โรงกลั่นของจีนเข้าซื้อสะสมคลังสำรองเชิงพาณิชย์และคลังสำรองเชิงยุทธศาสตร์ ซึ่งจะช่วยพยุงราคาในช่วงกลางได้ อย่างไรก็ตาม การฟื้นตัวของอุปสงค์อาจยังถูกจำกัดจากความตึงเครียดที่กลับมารุนแรงอีกครั้ง ส่งผลให้ราคาน้ำมันและค่าประกันภัยความเสี่ยงภัยจากสงคราม (war-risk insurance premium) ปรับตัวสูงขึ้น ขณะเดียวกัน โรงกลั่นอาจมีแนวโน้มเลือกใช้น้ำมันดิบจากแหล่งภายในภูมิภาคแทนที่ นอกจากนี้ แม้อาจจะมีแรงหนุนจากฤดูกาลขับขี่ แต่อัตราการฟื้นตัวของอุปสงค์อาจต่ำกว่าปกติ เนื่องจากเศรษฐกิจโลกยังอยู่ในช่วงปรับตัวหลังได้รับผลกระทบจากราคาน้ำมันที่พุ่งสูงในช่วงก่อนหน้านี้



ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

ภาพรวมตลาด LNG ปี 2569 มีแนวโน้มผ่อนคลายลง โดยความต้องการใช้คาดว่าจะชะลอตัวลงมาอยู่ที่ประมาณ 416 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, มิถุนายน 2569) หรือลดลงราว 3% เมื่อเทียบกับปี 2568 ปัจจัยหลักมาจากระดับราคา LNG ที่ทรงตัวในระดับสูง ส่งผลให้ผู้ซื้อในหลายประเทศชะลอการนำเข้า แล้วยหันไปพึ่งพาปริมาณก๊าซสำรองคงคลังที่มีอยู่ หรือปรับเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงทางเลือกอื่นในระยะสั้น ด้วยเหตุนี้ การนำเข้าของตลาดหลักอย่างญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และจีน จึงมีแนวโน้มชะลอตัวลง อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ LNG ในระยะยาว ยังคงมีทิศทางเติบโตอย่างต่อเนื่อง ด้านอุปทานคาดว่าจะมีการผลิต LNG ทั่วโลกในปี 2569 จะเพิ่มขึ้นจากปี 2568 ประมาณ 2% สู่ระดับประมาณ 441 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, มิถุนายน 2569) โดยมีปัจจัยขับเคลื่อนสำคัญจากการยกระดับบทบาทของ US LNG ผ่านการเปิดดำเนินการของโครงการ Golden Pass LNG และ Corpus Christi Train 6

ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตามอย่างใกล้ชิด ประกอบด้วยความยืดหยุ่นของสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะความไม่แน่นอนที่เกี่ยวข้องกับการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อการส่งออก LNG ของผู้ผลิตรายใหญ่อย่างกาตาร์และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ตลอดจนระยะเวลาในการฟื้นฟูของโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานที่ได้รับความเสียหาย ซึ่งถือเป็นตัวแปรสำคัญต่ออุปทานและอาจเป็นปัจจัยหนุนให้ราคาทรงตัวในระดับสูงต่อไป นอกจากนี้ ยังต้องติดตามข้อพิพาทแรงงานของโครงการ Ichthys LNG ในออสเตรเลีย ตลอดจนปัจจัยแวดล้อมด้านภูมิรัฐศาสตร์อื่น ๆ เช่น ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน แผนการยุติการนำเข้าพลังงานจากรัสเซียของสหภาพยุโรปภายในปี 2570 และทิศทางนโยบายการค้าของสหรัฐอเมริกา ขณะเดียวกัน แนวโน้มอุปสงค์ในช่วงฤดูร้อนของประเทศผู้ซื้อหลักในเอเชีย รวมถึงระดับการชำระของยุโรปและแนวทางการจัดหาพลังงานของกลุ่มผู้ซื้อรายใหญ่ ล้วนเป็นปัจจัยขับเคลื่อนที่ส่งผลต่อความผันผวนของราคาและการเปลี่ยนแปลงทิศทางราคา LNG ในระยะยาว **สำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 คาดว่าราคาก๊าซ LNG ตลาดจริงในเอเชีย (Asian Spot LNG) จะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 14-20 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู** อย่างไรก็ตาม แนวโน้มราคาในช่วงครึ่งหลังของปีมีความผันผวนสูงจากปัจจัยด้านภูมิรัฐศาสตร์ จึงจำเป็นต้องติดตามอย่างใกล้ชิด



เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ปรับประมาณการการขยายตัวทางเศรษฐกิจไทยในปี 2569 เป็นร้อยละ 2.3 ต่อปี โดยได้รับแรงสนับสนุนจากภาคการส่งออกและภาคการลงทุนที่ดีกว่าคาด รวมถึงมาตรการบรรเทาผลกระทบจากวิกฤตพลังงานของภาครัฐ ประกอบกับสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางมีแนวโน้มผ่อนคลายลง ส่งผลให้แรงกดดันด้านต้นทุนการผลิตลดลง อย่างไรก็ตาม การท่องเที่ยวอาจเป็นปัจจัยกดดันการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยในระยะถัดไป เนื่องจากความต้องการใช้จ่ายของนักท่องเที่ยวและการยกเลิกเที่ยวบินหลังต้นทุนพลังงานปรับตัวสูงขึ้นในช่วงก่อนหน้านี้ ด้านนโยบายการเงิน ธปท. มีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1 ต่อปี เนื่องจากเห็นว่ายังเป็นระดับที่เหมาะสมต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ และคาดว่าจะระดับเงินเฟ้อจะลดระดับลงหากสถานการณ์ขัดแย้งคลี่คลายลง โดยยังคงพร้อมทบทวนทิศทางนโยบายการเงินหากสถานการณ์เปลี่ยนแปลงในระยะข้างหน้า

แนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนในช่วงที่เหลือของปี คาดว่าจะยังคงเผชิญกับความผันผวนและเงินบาทมีแนวโน้มอ่อนค่าลงเล็กน้อย โดยมีปัจจัยกดดันหลักจากการที่ตลาดคาดการณ์การปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางสหรัฐอเมริกา (Fed) ภายในช่วงครึ่งหลังของปี อย่างไรก็ตาม แรงกดดันดังกล่าวอาจบรรเทาลงหากราคาพลังงานปรับตัวลดลงซึ่งจะส่งผลบวกต่อดุลการค้าของประเทศไทยให้ปรับตัวดีขึ้นได้ตามลำดับ



แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 และปี 2569

ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ทั้งนี้ เพื่อให้แนวโน้มผลการดำเนินงานสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทจึงได้ดำเนินการติดตามและปรับสมมติฐานให้สะท้อนสถานการณ์ปัจจุบัน ส่งผลให้ประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้



หมายเหตุ: 1. ปริมาณขายรวมการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย

2. สมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปี 2569 อยู่ที่ 80-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

3. EBITDA Margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง

ปริมาณขาย

คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 อยู่ที่ประมาณ 525,000 และ 560,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ

- คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 ลดลงจากไตรมาส 2 ปี 2569 โดยหลักจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนงานของโครงการในประเทศไทยและประเทศมาเลเซีย รวมถึงปริมาณขายน้ำมันดิบที่ลดลงในประเทศแอลจีเรีย
- คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับปี 2569 เพิ่มขึ้นจากปี 2568 ประมาณร้อยละ 10 โดยหลักจากการรับรู้ปริมาณขายเต็มปีสำหรับโครงการที่ไคเซอระหว่างปี 2568 ได้แก่ โครงการมาเลเซีย เอสเค408 โครงการพื้นที่พัฒนารวมไทย-มาเลเซีย เอ 18 และโครงการแอลจีเรีย ทูอัท รวมถึงการผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มจากโครงการในประเทศไทยเพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ

ราคาขาย

ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันดิบย้อนหลัง 3-21 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 จะอยู่ที่ประมาณ 6.2 และ 6.0 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูตามลำดับ เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2569 และจากปีก่อนหน้าเล็กน้อยจากการปรับตัวขึ้นของราคาน้ำมันในตลาดโลก

ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก

บริษัทมีการทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2569 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงคงเหลือจำนวน 19 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุนต่อหน่วย

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 และสำหรับปี 2569 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาค่าต้นทุนต่อหน่วยให้อยู่ในระดับประมาณ 30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับปี 2568 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน