



บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

การวิเคราะห์และคำอธิบายของฝ่ายจัดการ (MD&A)

สำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569





บทสรุปผู้บริหาร

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 3 ปี 2569 อยู่ที่ 92.95 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ลดลงจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 95.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แต่ยังคงอยู่ในระดับสูงและมีความผันผวน โดยมีปัจจัยหลักจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง โดยเฉพาะความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านที่กลับมารุนแรงขึ้น ส่งผลกระทบต่อการขนส่งน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซ รวมถึงการโจมตีของกลุ่มฮูตีที่ส่งผลให้ท่อส่งน้ำมันดิบ East-West ของซาอุดีอาระเบียหยุดชะงัก แม้ว่าการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางจะเริ่มฟื้นตัวกลับมาได้บางส่วนในภายหลัง แต่อุปทานน้ำมันรัสเซียยังได้รับแรงกดดันเนื่องจากโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานถูกโจมตีโดยยูเครน ประกอบกับการเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ยังมีข้อจำกัด สำหรับด้านอุปสงค์ ความต้องการใช้น้ำมันโลกยังคงชะลอตัวจากราคาน้ำมันที่อยู่ในระดับสูง ส่งผลให้โรงกลั่นลดการจัดซื้อน้ำมันดิบ โดยเฉพาะประเทศจีนที่ยังคงนำน้ำมันจากคลังสำรองมาใช้ทดแทนการนำเข้า ทั้งนี้ ยังคงต้องติดตามความคืบหน้าของการเจรจาระหว่างสหรัฐอเมริกา-อิหร่าน ความขัดแย้งระหว่างกลุ่มฮูตี-ซาอุดีอาระเบีย และรัสเซีย-ยูเครน นโยบายการผลิตของกลุ่ม OPEC+ รวมถึงทิศทางการสะสมน้ำมันคลังทั่วโลก โดยคาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2569 อยู่ในกรอบ 90-100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ความคืบหน้าสำคัญของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย บริษัทผลิตและส่งออกก๊าซธรรมชาติในระดับสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติตามสัญญา (DCQ) อย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนมีนาคมถึงสิงหาคม เพื่อรองรับสถานการณ์พลังงานในประเทศ ก่อนเปิดซ่อมบำรุงตามแผนงานตั้งแต่ปลายเดือนสิงหาคม ซึ่งได้แก่ โครงการคอนแท็ค 4 โครงการจี 1/61 (เอราวัณ) โครงการจี 2/61 (บงกช) โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ปี 17-01 และโครงการอาทิตย์ รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิตในโครงการเอส1 นอกจากนี้ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ เพื่อการสำรวจพัฒนา และผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเป็นระยะเวลาอีก 35 ปี สำหรับโครงการจี 3/65 ได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) เพื่อพัฒนาแหล่งบุษบง โดยมีเป้าหมายเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2571 อีกทั้งได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแปลงสำรวจบนบกโครงการแอล 1/66 และโครงการแอล 3/66 ด้วยสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100

ด้านการเติบโตในต่างประเทศ โครงการเมียนมา เอ็ม 3 ได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) เพื่อพัฒนาแหล่ง Aung Sinkha โดยมีเป้าหมายเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในปี 2571 ขณะที่โครงการมาเลเซีย แปลง เค แหล่ง Kikeh และ SNP อยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุงเพื่อฟื้นฟูการผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (Kikeh FPSO) โดยคาดว่าจะสามารถกลับมาพร้อมใช้งานได้ในไตรมาส 1 ปี 2570 สำหรับการดำเนินงานในภูมิภาคตะวันออกกลาง โครงการในประเทศโอมานยังคงดำเนินการผลิตตามแผนงาน

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 3 ปี 2569 กำไรจากการดำเนินงานปกติของบริษัทลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 โดยมีปัจจัยสำคัญจากปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันลดลงร้อยละ 9 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ปลายเดือนสิงหาคม ปี 2569 สู่ทิศทางการรับรู้ผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2569 จากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับใหม่ของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 ขณะเดียวกัน ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 51.52 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยลดลงร้อยละ 5 มาอยู่ที่ 28.19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ จากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง ทั้งนี้ บริษัทได้รับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค รวมถึงผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า ณ สิ้นไตรมาส 3 ส่งผลให้กำไรสุทธิลดลงจาก 833 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาส 2 ปี 2569 มาอยู่ที่ 443 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาส 3 ปี 2569

สำหรับฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2569 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 30,743 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีหนี้สินรวม 13,755 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย 4,273 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยรายงานส่วนของผู้ถือหุ้น 16,988 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับที่ดีที่ 0.25 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงินของบริษัท

สรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ



(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2569
EBITDA	2,113	1,919
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	833	443
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.21	0.12
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	746	728
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	87	(285)



ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2569

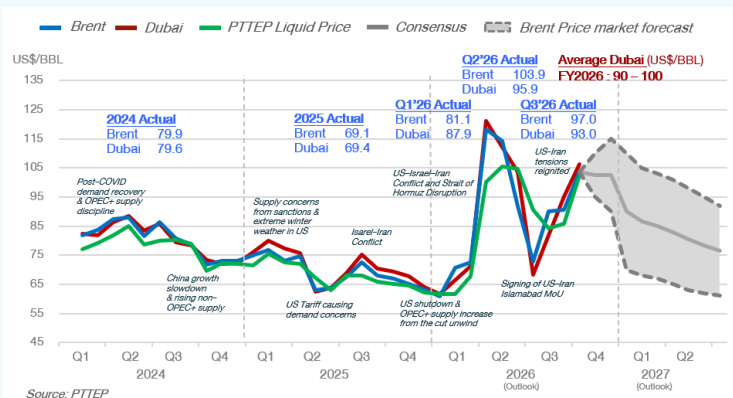
ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 3 ปี 2569 อยู่ที่ 92.95 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ลดลงจาก 95.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในไตรมาส 2 ปี 2569 โดยทรงตัวอยู่ในระดับสูงและผันผวนตลอดไตรมาส สะท้อนถึงความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์และความเสี่ยงด้านการขนส่งน้ำมันจากตะวันออกกลางที่ยังคงอยู่ อย่างไรก็ตาม การปรับขึ้นของราคาถูกจำกัดด้วยอุปสงค์น้ำมันที่ชะลอตัว โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

ด้านอุปทาน: ปัจจัยสำคัญ ได้แก่ (1) ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง กลับมาปะทุในต้นเดือนกรกฎาคม หลังการยกเลิกบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านที่ลงนามไว้เมื่อเดือนมิถุนายน ทำให้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ สถานการณ์ที่ทวีความรุนแรงขึ้นในเดือนกันยายน จากเหตุการณ์โจมตีตอบโต้กันของสหรัฐอเมริกาและอิหร่านบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ และภัยคุกคามจากกลุ่มฮูตีในทะเลแดงที่รุนแรงขึ้นจนส่งผลให้ท่อส่งน้ำมันดิบ East-West ของซาอุดีอาระเบียหยุดชะงัก หนุนให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวขึ้นเหนือระดับ 100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แม้ซาอุดีอาระเบียจะสามารถกลับมาส่งออกน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซได้ในภายหลัง ภายใต้การคุ้มกันของกองทัพอากาศสหรัฐฯ และการใช้การขนถ่ายน้ำมันระหว่างเรือ (ship-to-ship transfer) รวมถึงกลับมาใช้งานท่อส่งน้ำมันดิบ East-West บางส่วน ขณะที่สหรัฐฯ และอิหร่านกลับมาเปิดการเจรจาอีกครั้ง (2) การส่งออกน้ำมันดิบทางทะเลของรัสเซียลดลงในเดือนสิงหาคมและอยู่ในระดับต่ำ หลังยูเครนขยายการโจมตีจากโรงกลั่นไปยังเรือบรรทุกน้ำมันและท่าส่งออกในทะเลดำ ทำให้การขนส่งน้ำมันหยุดชะงักเป็นระยะ (3) การเพิ่มเป้าหมายการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ยังไม่สามารถเพิ่มอุปทานได้อย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากหลายประเทศผู้ผลิตยังเผชิญข้อจำกัดด้านการผลิตและการขนส่ง และ (4) สำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) รายงานปริมาณน้ำมันคงคลังทั่วโลกลดลงอย่างมาก สะท้อนการใช้น้ำมันจากคลังสำรองเพื่อบรรเทาภาวะอุปทานตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ด้านอุปสงค์: IEA คาดว่าความต้องการใช้น้ำมันโลกในปี 2569 จะลดลงจากปีก่อน โดยเฉพาะกลุ่มน้ำมัน Middle Distillates และวัตถุดิบปิโตรเคมีในภูมิภาคเอเชีย เนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงและการจัดซื้อน้ำมันดิบของโรงกลั่นทั่วโลกยังคงถูกกดดันด้วยราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูง นำโดยประเทศจีนซึ่งเป็นผู้นำเข้าน้ำมันดิบรายใหญ่ที่สุดของโลก แม้ปริมาณการนำเข้าของจีนในเดือนกรกฎาคมและสิงหาคม จะปรับตัวสูงขึ้นจากการซื้อน้ำมันดิบรัสเซียเป็นหลัก แต่ยังคงต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน เนื่องจากโรงกลั่นยังคงดึงน้ำมันดิบจากคลังสำรองมาใช้แทนการเร่งซื้อในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบอยู่ในระดับสูง

ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม: (1) ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง: การเจรจาระหว่างสหรัฐอเมริกา-อิหร่านในช่วงปลายเดือนกันยายน อาจนำไปสู่การลดความตึงเครียด รวมถึงเปิดทางให้การเจรจาระหว่างฮูตี-ซาอุดีอาระเบียมีความคืบหน้า อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ยังคงเปราะบางและมีความเสี่ยงที่การโจมตีระลอกใหม่อาจปะทุขึ้น หากการเจรจาไม่ประสบผลสำเร็จ (2) ความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-ยูเครน: ความต่อเนื่องในการโจมตีของยูเครนเป็นประเด็นที่ต้องติดตาม เนื่องจากอาจส่งผลกระทบต่อเพิ่มเติมไปยังโรงกลั่นและท่าส่งออกน้ำมันดิบของรัสเซีย ขณะที่การชะลอหรือระงับการโจมตีชั่วคราว จะเอื้อให้รัสเซียสามารถซ่อมแซมความเสียหายและฟื้นฟูการส่งออกสู่ตลาด (3) นโยบายการผลิตของกลุ่ม OPEC+: ทิศทางการบริหารจัดการกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ หากการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางทยอยกลับสู่ภาวะปกติ และ (4) การสะสมสต็อกน้ำมันทั่วโลก: การกลับมาสะสมสต็อกน้ำมันของประเทศต่างๆ โดยเฉพาะประเทศจีน จะเป็นสัญญาณสำคัญที่สะท้อนความแข็งแกร่งของอุปสงค์น้ำมันในไตรมาส 4 ปี 2569



Source: PTTEP

จากเหตุการณ์โจมตีตอบโต้กันของสหรัฐอเมริกาและอิหร่านบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ และภัยคุกคามจากกลุ่มฮูตีในทะเลแดงที่รุนแรงขึ้นจนส่งผลให้ท่อส่งน้ำมันดิบ East-West ของซาอุดีอาระเบียหยุดชะงัก หนุนให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวขึ้นเหนือระดับ 100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล แม้ซาอุดีอาระเบียจะสามารถกลับมาส่งออกน้ำมันผ่านช่องแคบฮอร์มุซได้ในภายหลัง ภายใต้การคุ้มกันของกองทัพอากาศสหรัฐฯ และการใช้การขนถ่ายน้ำมันระหว่างเรือ (ship-to-ship transfer) รวมถึงกลับมาใช้งานท่อส่งน้ำมันดิบ East-West บางส่วน ขณะที่สหรัฐฯ และอิหร่านกลับมาเปิดการเจรจาอีกครั้ง (2) การส่งออกน้ำมันดิบทางทะเลของรัสเซียลดลงในเดือนสิงหาคมและอยู่ในระดับต่ำ หลังยูเครนขยายการโจมตีจากโรงกลั่นไปยังเรือบรรทุกน้ำมันและท่าส่งออกในทะเลดำ ทำให้การขนส่งน้ำมันหยุดชะงักเป็นระยะ (3) การเพิ่มเป้าหมายการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ยังไม่สามารถเพิ่มอุปทานได้อย่างมีนัยสำคัญ เนื่องจากหลายประเทศผู้ผลิตยังเผชิญข้อจำกัดด้านการผลิตและการขนส่ง และ (4) สำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) รายงานปริมาณน้ำมันคงคลังทั่วโลกลดลงอย่างมาก สะท้อนการใช้น้ำมันจากคลังสำรองเพื่อบรรเทาภาวะอุปทานตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

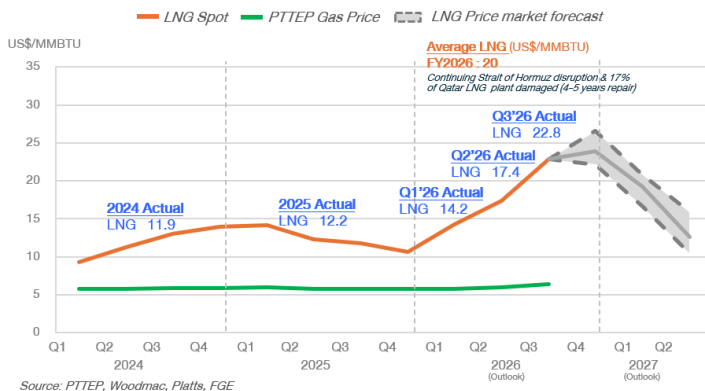


ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 3 ปี 2569 ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Asian Spot LNG) เฉลี่ยที่ 22.83 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจาก 17.42 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในไตรมาสก่อนหน้า โดยปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่องตลอดไตรมาส จาก 19.70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนกรกฎาคม เป็น 22.20 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนสิงหาคม และ 26.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนกันยายน โดยได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานและความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ตลอดจนความต้องการสะสมก๊าซเพื่อเตรียมความพร้อมก่อนฤดูหนาวของยุโรป

ด้านอุปทาน: การส่งออก LNG จากกาตาร์และสหรัฐอเมริกาได้รับเอมิเรตส์ยังถูกจำกัด จากสถานการณ์ความไม่สงบบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้อุปทานที่เข้าสู่ตลาดโลกลดลงและหนุนให้ราคาปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม อุปทาน LNG จากสหรัฐอเมริกาที่เพิ่มขึ้น รวมถึงการกลับมาเจรจา ระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน และการฟื้นตัวของ การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซในช่วงปลายเดือนกันยายน ได้ช่วยบรรเทาความกังวลด้านอุปทานและจำกัดการปรับขึ้นของราคาได้บางส่วน ทั้งนี้ ความไม่แน่นอนของการฟื้นตัวของอุปทานและเหตุโจมตีเรือที่ยังเกิดขึ้นเป็นระยะ ส่งผลให้ราคา LNG ยังคงผันผวนและอยู่ในระดับสูง

ด้านอุปสงค์: คลื่นความร้อนและความต้องการสะสมก๊าซเข้าสู่คลังสำรองก่อนฤดูหนาวของยุโรป ส่งผลให้ความต้องการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้น โดยระดับก๊าซคงคลังของสหภาพยุโรป ณ สิ้นเดือนกันยายน 2569 ยังต่ำกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ ผู้ซื้อในเอเชียได้ยังเพิ่มการจัดซื้อ LNG ในตลาดจรเพื่อทดแทนปริมาณตามสัญญาที่ผู้ขายไม่สามารถส่งมอบได้ ส่งผลให้การแข่งขันจัดหา LNG ท่ามกลางภาวะอุปทานตึงตัวมีความรุนแรงขึ้น ขณะที่อุปสงค์ในเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือช่วยบรรเทาแรงกดดันได้บางส่วน จากสภาพอากาศในฤดูร้อนที่ไม่ร้อนจัดและระดับก๊าซคงคลังที่มีปริมาณเพียงพอ



ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ตามข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ในช่วงเดือนมกราคมถึงกรกฎาคม ปี 2569 การใช้พลังงานของประเทศไทยอยู่ที่ประมาณ 2.07 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.4 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน สะท้อนความต้องการใช้พลังงานในประเทศที่ยังขยายตัวตามกิจกรรมทางเศรษฐกิจ การใช้ไฟฟ้า และการเดินทาง โดยเฉพาะการใช้ก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 9.1 จากความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ การจัดหาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 5,092 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ประกอบด้วยการผลิตในประเทศประมาณร้อยละ 60 การนำเข้าจากเมียนมาประมาณร้อยละ 8 และการนำเข้า LNG ประมาณร้อยละ 32 ของการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งหมด สะท้อนว่าก๊าซธรรมชาติยังคงเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และมีบทบาทสำคัญต่อเสถียรภาพด้านต้นทุนพลังงานและความมั่นคงทางพลังงานของประเทศไทย ท่ามกลางความผันผวนของราคาน้ำมันดิบและ LNG จากสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งอาจเพิ่มแรงกดดันต่อการนำเข้าพลังงานและต้นทุนพลังงานของประเทศในระยะถัดไป

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2569 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ปรับตัวอ่อนค่าลงเล็กน้อย มาปิดที่ 33.55 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. หรืออ่อนค่าลงประมาณร้อยละ 0.8 จากระดับ 33.27 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นไตรมาส 2 (อ้างอิงตามอัตรากลางของธนาคารแห่งประเทศไทย) ในระหว่างไตรมาส ค่าเงินบาทเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 32.64 - 33.79 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. และเคลื่อนไหวในทิศทางอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. โดยมีปัจจัยกดดันหลักจากการแข็งค่าของเงินดอลลาร์ สรอ. ภายหลังธนาคารกลางสหรัฐฯ (FED) ปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายร้อยละ 0.25 ในเดือนกันยายน ท่ามกลางเงินเฟ้อสหรัฐฯ ที่ยังอยู่ในระดับสูง และส่งสัญญาณการดำเนินนโยบายการเงินที่เข้มงวดมากขึ้นในระยะข้างหน้า นอกจากนี้ อัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลสหรัฐฯ ที่อยู่ในระดับสูง ความไม่แน่นอนจากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ และราคาพลังงานที่ยังคงตัวอยู่ในระดับสูง เป็นปัจจัยที่เพิ่มแรงกดดันต่อค่าเงินบาท อย่างไรก็ตาม การส่งออกของไทย โดยเฉพาะสินค้าอิเล็กทรอนิกส์ได้รับแรงสนับสนุนจากวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ของโลก รวมถึงการฟื้นตัวของภาคท่องเที่ยวและมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจของภาครัฐ ช่วยจำกัดการอ่อนค่าของเงินบาทในช่วงเวลาดังกล่าว



ผลการดำเนินงาน

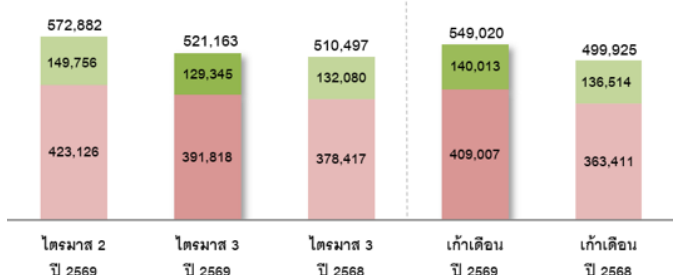
ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุนต่อหน่วย

ปริมาณขายเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

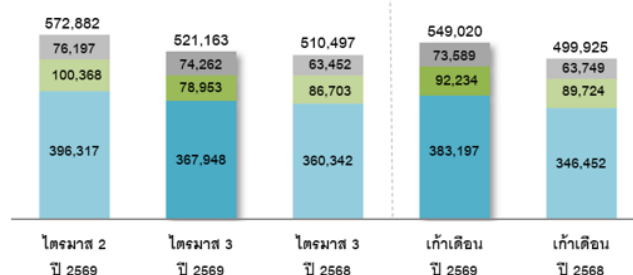
ตามชนิดปิโตรเลียม

ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบและคอนเดนเสท



ตามส่วนภูมิภาค

ประเทศไทย เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ อื่นๆ



หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY	เก้าเดือน ปี 2569	เก้าเดือน ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	52.89	51.52	43.17	-1.37	+8.35	50.17	44.27	+5.90
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	99.51	90.25	67.03	-9.26	+23.22	89.30	68.75	+20.55
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.96	6.39	5.80	+0.43	+0.59	6.05	5.84	+0.21
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	95.87	92.95	70.11	-2.92	+22.84	92.25	71.25	+21.00
ต้นทุนต่อหน่วย (/BOE)	29.78	28.19	31.52	-1.59	-3.33	28.67	31.14	-2.47

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ปริมาณขายเฉลี่ยรวมรายการจากการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ไตรมาส 3 ปี 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ย 521,163 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 9 จากไตรมาส 2 ปี 2569 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ลดลง จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Separation Plant) ตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคมถึงสิ้นไตรมาส 3 ปี 2569 รวมถึงจากโครงการในประเทศมาเลเซียและประเทศแอลจีเรียที่มีปริมาณการขายน้ำมันดิบลดลงในไตรมาสนี้ และราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 3 เนื่องจากราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ลดลงตามราคาตลาด

สำหรับต้นทุนต่อหน่วย อยู่ที่ 28.19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ลดลงร้อยละ 5 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568 ปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 และราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 ตามราคาตลาด

ต้นทุนต่อหน่วยลดลง 3.33 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หรือร้อยละ 11 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลง

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2568 ปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 เป็น 549,020 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 13 ตามราคาตลาด

ต้นทุนต่อหน่วยลดลง 2.47 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หรือร้อยละ 8 สาเหตุหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

กลุ่มบริษัท ปตท.สม. มีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 443 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 390 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 47 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 โดยมีปัจจัยหลักจากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง รวมถึงในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 ได้รับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค และผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 728 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 18 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 สาเหตุหลักจากปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันลดลงร้อยละ 9 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่ปลายเดือนสิงหาคม ปี 2569 รวมถึงจากโครงการในประเทศมาเลเซียและประเทศแอลจีเรียที่มีปริมาณการขายน้ำมันดิบลดลงในไตรมาสนี้ สุทธิกับการรับรู้ผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2569 จากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับใหม่ของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 285 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 โดยมีสาเหตุหลักจากผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค รวมถึงผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 เพิ่มขึ้น 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 13 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาด สุทธิกับผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค รวมถึงผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

กำไรจากการดำเนินงานปกติ เพิ่มขึ้น 352 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 ตามราคาตลาด ประกอบกับการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิต และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับใหม่ของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้น 302 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสที่ 3 ปี 2568 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค และผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

กลุ่มบริษัท ปตท.สม. มีกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายนปี 2569 จำนวน 1,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 365 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 28 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2568 สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น สุทธิกับ ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาน้ำมันในตลาดที่ปรับตัวสูงขึ้น และการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 แบ่งเป็น

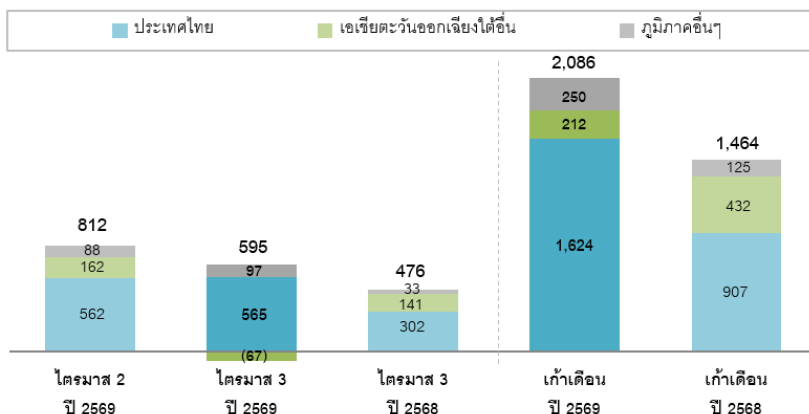
กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 จำนวน 2,104 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 817 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2568 สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 13 ตามราคาตลาด และปริมาณขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้า ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคาตลาดลงส่วนใหญ่จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรอง และการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอนในช่วงปลายปี 2568

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติจำนวน 451 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 452 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2568 โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามราคาน้ำมันในตลาดที่ปรับตัวสูงขึ้น และการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2568	+เพิ่ม/-ลด QoQ	+เพิ่ม/-ลด YoY	เก้าเดือน ปี 2569	เก้าเดือน ปี 2568	เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	812	595	476	-217	+119	2,086	1,464	+622
ประเทศไทย	562	565	302	+3	+263	1,624	907	+717
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	162	(67)	141	-229	-208	212	432	-220
ภูมิภาคอื่นๆ	88	97	33	+9	+64	250	125	+125
ธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่	21	(152)	(83)	-173	-69	(434)	(176)	-258
หัก: ส่วนของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	-	-	-	-	-	(1)	-	-1
กำไรสุทธิ	833	443	393	-390	+50	1,653	1,288	+365

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ไตรมาส 3 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 443 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 390 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 595 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 217 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ลด 229 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แพลง เค ขณะที่ประเทศไทยมีกำไรเพิ่มขึ้น 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ผลย้อนหลัง จากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับใหม่ของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 สุทธิกับกำไรที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทยอื่นที่ปริมาณขายลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนในไตรมาสนี้

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 152 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 173 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากไตรมาสก่อนซึ่งเป็นผลกำไรสุทธิ สาเหตุหลักจากผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า

ไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ไตรมาส 3 ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 443 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 595 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 119 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 263 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับการรับรู้ผลย้อนหลัง จากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติฉบับใหม่ของโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 นอกจากนั้น ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรเพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากราคาขายและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการในประเทศโอมาน ในขณะที่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ลด 208 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แพลง เค

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2569 จำนวน 152 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 69 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากไตรมาส 3 ปี 2568 สาเหตุหลักจากผลขาดทุนจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (MTM) ของสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันล่วงหน้า

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 เปรียบเทียบกับ ปี 2568

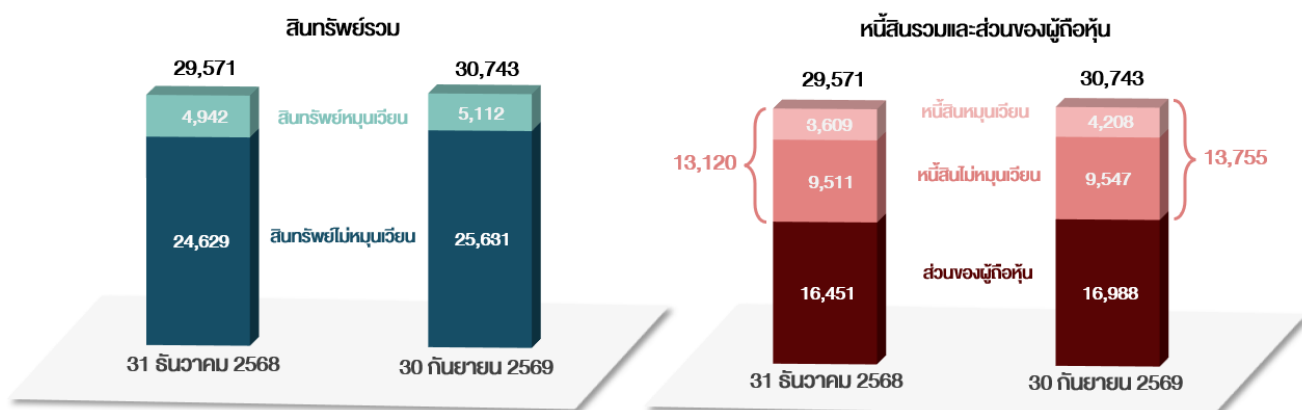
งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 มีกำไรสุทธิ 1,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 365 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2568 แบ่งเป็น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 จำนวน 2,086 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 622 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประเทศไทยกำไรเพิ่มขึ้น 717 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ จี 1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 ที่เข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้านี้ ประกอบกับค่าเสื่อมราคาลดลง ส่วนใหญ่จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองและการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอนในช่วงปลายปี 2568 นอกจากนี้ ภูมิภาคอื่นๆ มีกำไรเพิ่มขึ้น 125 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากราคาขายและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการในประเทศโอมาน และการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนในโครงการแอลจีเรีย ทูธที่ ซึ่งเข้าร่วมลงทุนในปีก่อนหน้านี้ ในขณะที่เอเชียตะวันออกเฉียงใต้โอนกำไรลดลง 220 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเลเซีย แปลง เค

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2569 จำนวน 434 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 258 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาน้ำมันในตลาดที่ปรับตัวสูงขึ้น

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 30,743 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,172 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 29,571 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจากการลงทุนเพิ่มเติมในโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการสัมปทานกาซา

หนี้สิน

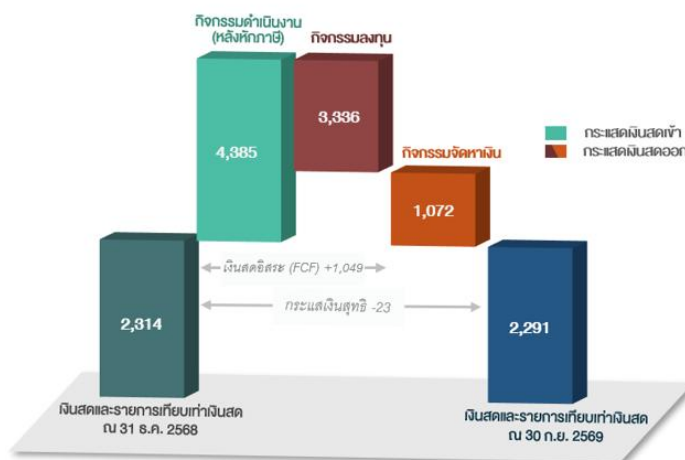
ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 13,755 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 635 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 13,120 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการออกหุ้นกู้ในเดือนพฤษภาคม 2569

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีส่วนของผู้ถือหุ้น 16,988 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 537 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 16,451 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการกำไรสุทธิสำหรับรอบระยะเวลาเก้าเดือนปี 2569 สุทธิกับเงินปันผลจ่าย โดยส่วนของผู้ถือหุ้นประกอบด้วยส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม จำนวน 7 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเครือข่าย เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านบาท



ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,291 ล้านบาท ลดลง 23 ล้านบาท เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,314 ล้านบาท

กิจกรรมดำเนินงาน

เป็นเงินสดรับสุทธิจำนวน 4,385 ล้านบาท (สุทธิรายการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน -20 ล้านบาท) ประกอบด้วยเงินสดรับจากรายได้จากการขายสุทธิด้วยเงินสดจ่ายชำระค่าใช้จ่ายจำนวน 5,782 ล้านบาท และภาษีเงินได้จ่ายจำนวน 1,397 ล้านบาท

กิจกรรมลงทุน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 3,336 ล้านบาท โดยหลักจากการลงทุนเพิ่มในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการสัมปทานกาชา

กิจกรรมจัดหาเงิน

เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 1,072 ล้านบาท โดยหลักจากการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2568 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2569 การชำระหนี้สินตามสัญญาเช่า และจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างงวดเก้าเดือนปี 2569 สุทธิกับเงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ในเดือนพฤษภาคม ปี 2569

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2569	ไตรมาส 3 ปี 2568	เก้าเดือน ปี 2569	เก้าเดือน ปี 2568
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin)	72	71	69	71	71
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	13	13	12	13	12
อัตรากำไรสุทธิ	21	21	20	21	20
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.26	0.25	0.25	0.25	0.25
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อ EBITDA	0.61	0.58	0.64	0.58	0.64
การประเมินมูลค่าหลักทรัพย์ (ดอลลาร์ สรอ.)					
กำไรสุทธิต่อหุ้น	0.21	0.12	0.09	0.42	0.32

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	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเฉลี่ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญของบริษัทใหญ่ต่อหุ้น



กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

ปตท.สผ. ได้ทบทวนทิศทางและนโยบายการดำเนินงานเชิงกลยุทธ์ เพื่อให้สอดคล้องกับบริบทพลังงานโลกซึ่งมีความผันผวนทั้งทางด้านทิศทางธุรกิจและด้านภูมิรัฐศาสตร์ จึงมุ่งเน้นการขับเคลื่อนองค์กรโดยให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงานของประเทศเป็นภารกิจหลักควบคู่กับการรักษาความสามารถในการแข่งขันและการเติบโตอย่างยั่งยืน และปรับกรอบกลยุทธ์เป็นการมุ่งเน้น 2 ด้าน ได้แก่ การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้ประเทศไทย (Provide Energy Security) และการสร้างการเติบโตในต่างประเทศเพื่อความยั่งยืนในอนาคต (Pursue International Growth) ทั้งนี้ บริษัทยังคงเดินหน้าสู่เป้าหมาย Net Zero ปี 2593 ผ่านแนวทางที่สมดุลและปฏิบัติได้จริง และ เตรียมความพร้อมสู่โอกาสทางธุรกิจในอนาคตผ่านการลงทุนในธุรกิจคาร์บอนต่ำเพื่อความยั่งยืนในระยะยาว



การเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน ให้ประเทศไทย (Provide Energy Security)

- มุ่งรักษาความมั่นคงและความต่อเนื่องจากบทบาทผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ โดยตั้งเป้าหมายสนับสนุนและรักษาสัดส่วนการผลิตมากกว่าร้อยละ 60 ของความต้องการก๊าซธรรมชาติภายในประเทศจาก 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 และประเทศแอฟริกา
- เร่งรัดการดำเนินงานโครงการที่อยู่ในระยะพัฒนาและโครงการสำรวจที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว
- สร้างมูลค่าในธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยต่อยอดการพัฒนาตลอดห่วงโซ่มูลค่า LNG ร่วมกับกลุ่ม ปตท. โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของการผลิตและขนส่ง

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

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

1 การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างโปร่งใสและมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้แก่องค์กร โดยยึดมั่นในหลักธรรมาภิบาล ควบคู่กับการกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและระบบการควบคุมภายในที่เหมาะสม ตลอดจนการปฏิบัติตามกฎหมาย กฎระเบียบ และข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยกิจกรรมหลักในไตรมาส 3 อาทิ การจัดงาน Governance, Risk Management and Compliance (GRC) Grand Opening Ceremony ที่โครงการเมียนมา เพื่อเสริมสร้างความรู้ ความเข้าใจ และความตระหนักรู้เกี่ยวกับหลักการ GRC รวมถึงบทบาทและความรับผิดชอบของพนักงานในการสนับสนุน GRC พร้อมเปิดโอกาสให้มีการแลกเปลี่ยนมุมมองและประสบการณ์ร่วมกัน นอกจากนี้ มีการจัดกิจกรรม Offshore KM 2026 สำหรับพนักงานในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่ง ภายใต้หัวข้อ “GRC กล้าทำดีและรอบคอบ” เพื่อส่งเสริมการประยุกต์ใช้หลัก GRC ในการปฏิบัติงานจริง ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกลยุทธ์การสร้างความยั่งยืนให้บุคลากรของ ปตท.สผ. ตระหนัก เข้าใจ และยอมรับที่จะนำหลัก GRC ไปใช้ในการดำเนินงานประจำวันและการตัดสินใจที่สำคัญ



2 การบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (SSHE MS)

ตั้งแต่ต้นปีจนถึงสิ้นไตรมาส 3 ปี 2569 ไม่มีการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (Lost Time Injury Frequency: LTIF) และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (Total Recordable Injury Rate: TRIR) ที่ 0.75 ครั้งต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งเป็นอัตราที่อยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (International Association of Oil and Gas Producers: IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์และองค์กร (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 3 ปตท.สผ. ได้ดำเนินการนำแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมที่สิ้นสุดการผลิตกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ เฉพาะส่วนบนของแท่นหลุมผลิต (Topside) จำนวน 4 แท่น และทั้งโครงสร้าง (Total Wellhead Platform Reuse) 1 โครงสร้าง เสร็จสิ้นตามแผนที่กำหนดไว้ นอกจากนี้ ยังมีแผนนำขาแท่นที่หมดภาระการใช้งานแล้วมาใช้ประโยชน์ในการจัดสร้างแหล่งอาศัยของสัตว์ทะเล (Rigs to Reefs) เพื่อส่งเสริมความอุดมสมบูรณ์ของทรัพยากรประมงทะเลในอ่าวไทย และเสริมสร้างการทำประมงอย่างยั่งยืน โดย ปตท.สผ. จะดำเนินการจัดวางและส่งมอบขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมที่หมดภาระการใช้งานแล้วจำนวน 9 ขาแท่นให้แก่กรมประมง โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการเคลื่อนย้ายและจัดวางระหว่างช่วงไตรมาส 4 ปี 2569 ถึงไตรมาส 1 ปี 2570 ต่อไป

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

- 1) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) มุ่งเน้นการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมและการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากบลูคาร์บอน โดยในไตรมาส 3 บริษัทอยู่ระหว่างการดำเนินงานเพื่อขยายการติดตั้งกล่องได้น้ำและสถานีตรวจวัดสมุทรศาสตร์ในโครงการจี 1/61 โดยมีแผนติดตั้งและเชื่อมโยงข้อมูลเข้าสู่แพลตฟอร์มของ ปตท.สผ. ให้แล้วเสร็จภายในไตรมาส 4 เพื่อสนับสนุนการบูรณาการองค์ความรู้ด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเลสู่การอนุรักษ์ ฟื้นฟู และบริหารจัดการทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่งอย่างยั่งยืน
- 2) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการทำงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของบริษัท เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล บริษัทได้ดำเนินการวางประติมากรรมใต้ทะเลขนาดใหญ่ พร้อมบอลลูนประติมากรรมใต้ทะเลที่มีขนาดใหญ่ที่สุดของประเทศไทย นอกจากนี้ การก่อตั้งศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจได้ดำเนินการแล้วเสร็จสะสมรวม 19 แห่ง ใน 17 จังหวัดรอบอ่าวไทย และวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลจำนวน 21 แห่ง ครอบคลุมพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งรวม 11.3 ตารางกิโลเมตร



4 การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน และเตรียมความพร้อมในการเปลี่ยนผ่านทางพลังงานและธุรกิจคาร์บอนต่ำ โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 42 โครงการ ตัวอย่างโครงการสำคัญ ได้แก่ (1) โครงการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อยกระดับประสิทธิภาพของวัสดุชิ้นส่วนเครื่องจักรและการพัฒนาชิ้นส่วนทดแทน โดยมุ่งจัดหาสูตรวิศวกรรมทดแทนสำหรับใบพัดปั๊มขนถ่ายน้ำมันของโครงการ S1 เพื่อรองรับการบำรุงรักษาและลดการพึ่งพาอะไหล่นำเข้า ผลสำเร็จของโครงการถูกนำไปต่อยอดและขยายการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีไปยังงานด้านอื่น ๆ ในวงกว้างมากขึ้น ซึ่งสามารถสร้างคุณค่าและประโยชน์ต่อองค์กรได้อย่างต่อเนื่อง และ (2) โครงการพัฒนาสารช่วยลดตะกอนภายในท่อการผลิต เพื่อแก้ไขปัญหาการอุดตันและฟื้นฟูประสิทธิภาพการไหลให้กลับมาเต็มประสิทธิภาพ โดยมีการทดสอบภาคสนามและพิสูจน์ความเป็นไปได้ในการใช้งานจริงแล้วเสร็จในไตรมาส 3



5 การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท.สผ. ยังคงรักษาโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและวินัยทางการเงินอย่างเคร่งครัด เพื่อจัดสรรเงินทุนอย่างมีประสิทธิภาพและสร้างผลตอบแทนที่เหมาะสมและยั่งยืนให้แก่ผู้ถือหุ้น โดยเมื่อวันที่ 28 สิงหาคม 2569 บริษัทได้จ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2569 ในอัตรา 4.50 บาทต่อหุ้น (รวม 532 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

ณ สิ้นไตรมาส 3 บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นอยู่ที่ 0.25 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท พร้อมทั้งคงอันดับความน่าเชื่อถือในระดับที่นำลงทุน (Investment Grade) จากสถาบันจัดอันดับเครดิตชั้นนำระดับสากล ได้แก่ Baa1 จาก Moody's Investors Service และ BBB+ จาก Standard & Poor's Ratings และ Fitch Ratings รวมถึงได้รับอันดับเครดิตภายในประเทศที่ AAA ซึ่งเป็นระดับสูงสุด จากบริษัท ทริสเรทติ้ง จำกัด สะท้อนถึงฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เสถียรภาพทางการเงินที่มั่นคง และความสามารถในการรองรับความผันผวนของเศรษฐกิจโลกและราคาน้ำมันได้เป็นอย่างดี



จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรม ส่งผลให้ ปตท.สผ. ได้รับรางวัลและการรับรองที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ดังนี้

- รางวัล Money & Banking Awards 2026 จากวารสารการเงินธนาคาร โดย ปตท.สผ. ได้รับ 2 รางวัลเกียรติยศต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 ได้แก่ รางวัลบริษัทยอดเยี่ยมแห่งปี 2569 ตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยและรางวัลบริษัทยอดเยี่ยมแห่งปี 2569 หมวดธุรกิจพลังงานและสาธารณูปโภค โดยรางวัลดังกล่าวสะท้อนถึงศักยภาพของ ปตท.สผ. ในการดำเนินธุรกิจเพื่อสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศ ควบคู่กับการขยายการเติบโตในระดับนานาชาติ เพื่อสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืนแก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกภาคส่วน



- รางวัลสถานประกอบการดีเด่นที่ปฏิบัติตามมาตรการในรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมประจำปี 2569 (EIA Monitoring Awards 2026) ประเภทการพัฒนาปิโตรเลียม จากการดำเนินโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งบนบกและนอกชายฝั่ง รวม 7 รางวัล จากสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) สะท้อนถึงความมุ่งมั่นในการดำเนินงานตามมาตรฐานด้านสิ่งแวดล้อมอย่างเคร่งครัดและต่อเนื่อง



- ประกาศนียบัตรมาตรฐานแนวทางการจัดซื้อจัดจ้างอย่างยั่งยืน (ISO 20400:2017 Sustainable Procurement – Guidance) จากสถาบันรับรองมาตรฐานไอเอสไอ (Management System Certification Institute (Thailand): MASCI) สะท้อนถึงความมุ่งมั่นของ ปตท.สผ. ในการยกระดับการจัดซื้อจัดจ้างและการบริหารห่วงโซ่อุปทานอย่างยั่งยืนให้เป็นรูปธรรมและเป็นระบบ สอดคล้องกับมาตรฐานสากล พร้อมทั้งสร้างคุณค่าแก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และสนับสนุนความยั่งยืนตลอดห่วงโซ่อุปทาน

- รางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชน ประเภทรางวัลดีเด่น สำหรับองค์กรรัฐวิสาหกิจ ประจำปี 2569 ระดับ Gold ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ซึ่งถือเป็นรางวัลสูงสุดในปี 2569 ที่มอบให้แก่องค์กรที่เคยรับรางวัลในระดับดีเด่นติดต่อกัน 5 ปีขึ้นไป สะท้อนถึงการดำเนินธุรกิจโดยยึดมั่นหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี มีความรับผิดชอบต่อสังคม และการเคารพสิทธิมนุษยชนในการดำเนินงานครอบคลุมทุกพื้นที่ปฏิบัติการ



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

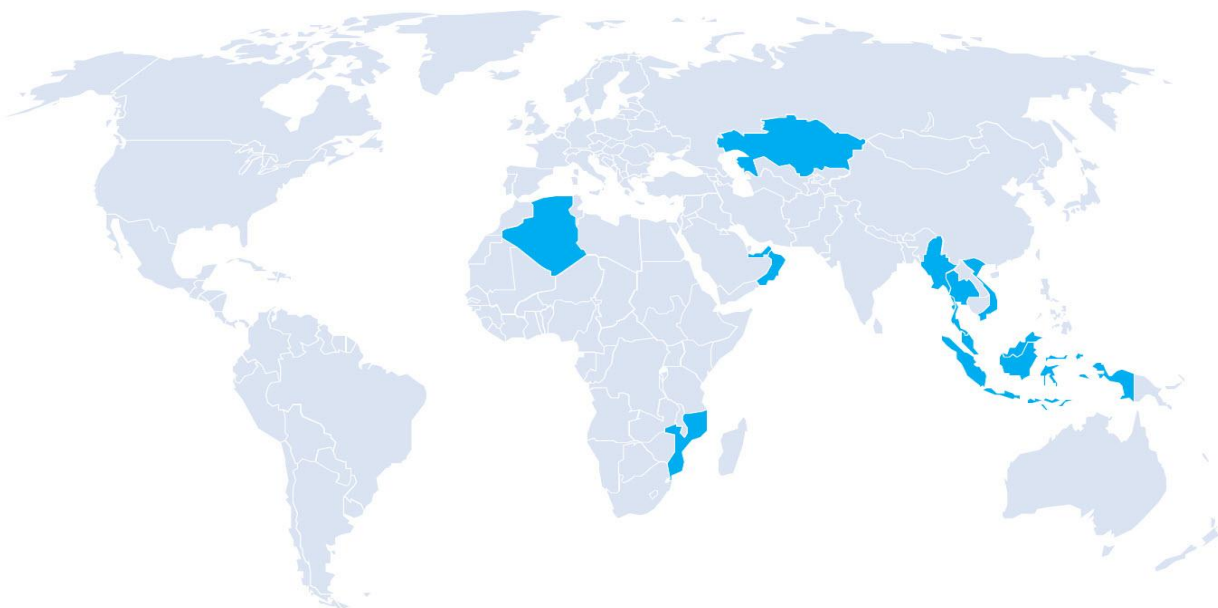
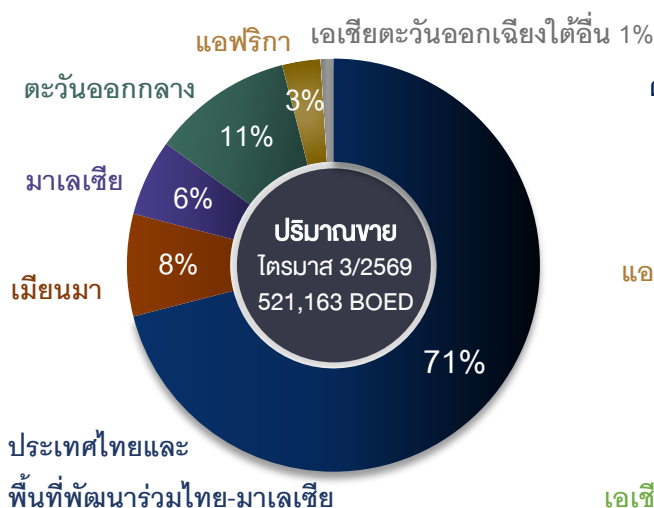
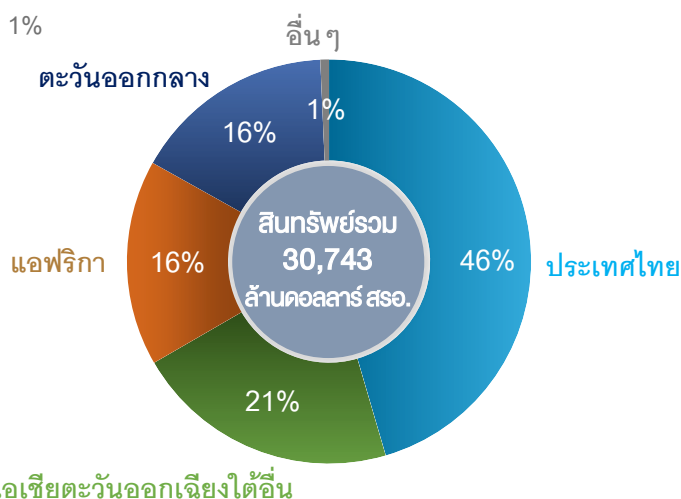


ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

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 ซึ่งได้มีการยื่นขอคืนพื้นที่ถอนการลงทุน คือ โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4) ซึ่งอยู่ระหว่างรอการอนุมัติการคืนพื้นที่จากหน่วยงานภาครัฐ



ในไตรมาส 3 ปี 2569 ปตท.สผ. มีปริมาณขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยและพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียรวมอยู่ที่ 367,948 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 71 ของปริมาณขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 78,953 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 15 ของปริมาณขายทั้งหมด และโครงการในภูมิภาคอื่น ๆ มีปริมาณขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 74,262 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 14 ของปริมาณขายทั้งหมด โดยมีความคืบหน้าในโครงการหลักที่สำคัญ ดังนี้

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 3 ปี 2569
โครงการในประเทศไทย		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
1. คอนแท็ค 4 สัดส่วนการลงทุน: 60% ผู้ดำเนินการ: Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการสามารถส่งก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทได้ตามสัญญาซื้อขายระยะยาว พร้อมทั้งดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีการซ่อมบำรุงตามแผนในช่วงปลายเดือนสิงหาคมและกันยายน ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 361 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 14,241 บาร์เรลต่อวัน	
2. จี 1/61 (เอราวัณ) สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในไตรมาส 3 โครงการยังคงดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่ รวมทั้งการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีการซ่อมบำรุงตามแผนในช่วงเดือนสิงหาคมและกันยายน ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 779 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คอนเดนเสท 20,691 บาร์เรลต่อวัน และน้ำมันดิบ 10,367 บาร์เรลต่อวัน	
3. จี 2/61 (บงกช) สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการยังคงดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต รวมทั้งการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต และสามารถส่งก๊าซธรรมชาติได้สูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) ในเดือนกรกฎาคม อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีการซ่อมบำรุงตามแผนในช่วงเดือนสิงหาคมและกันยายน ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 685 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 22,731 บาร์เรลต่อวัน	
4. บี 8/32 และ 9เอ สัดส่วนการลงทุน: 25% ผู้ดำเนินการ: Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 13,357 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 69 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ โครงการยังคงดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต	
5. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย บี 17-01 สัดส่วนการลงทุน: 50% ผู้ดำเนินการ: CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการยังคงสามารถส่งก๊าซธรรมชาติได้สูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) ในช่วงเดือนกรกฎาคมถึงสิงหาคม อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีการซ่อมบำรุงตามแผนในเดือนกันยายน ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 281 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 9,159 บาร์เรลต่อวัน	
6. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 สัดส่วนการลงทุน: 50% ผู้ดำเนินการ: PPJO	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 366 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 6,694 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ได้มีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2569 เพื่อดำเนินการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องเป็นระยะเวลาอีก 35 ปี โดยสัญญาดังกล่าวมีผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2569	
7. สิงห์ฮ่อม สัดส่วนการลงทุน: 90% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 ได้ดำเนินกิจกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของหลุมผลิตและศักยภาพการผลิตแล้วเสร็จตามแผนงาน นอกจากนี้ ได้ก่อสร้างท่อส่งก๊าซใหม่จากฐานการผลิต ดี ไปยังฐานผลิต ซี แล้วเสร็จ ส่งผลให้สามารถเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อีก 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2569 ทั้งนี้ โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 98 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 200 บาร์เรลต่อวัน	
8. เอส 1 สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติและก๊าซปิโตรเลียมเหลว ปัจจุบันโครงการยังคงดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาและผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต ในไตรมาส 3 โครงการมีการปรับและเร่งแผนงานเพื่อให้ผลิตได้ตามเป้าหมาย ส่งผลให้โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 23,981 บาร์เรลต่อวัน ก๊าซธรรมชาติ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว 164 เมตริกตันต่อวัน	
9. อาทิตย์ สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการยังคงดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต และสามารถส่งก๊าซธรรมชาติได้สูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) ในช่วงเดือนกรกฎาคมและสิงหาคม อย่างไรก็ตาม เนื่องจากมีการซ่อมบำรุงตามแผนในช่วงปลายเดือนสิงหาคมและกันยายน ส่งผลให้มีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 320 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 15,223 บาร์เรลต่อวัน	
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
10. จี 3/65 สัดส่วนการลงทุน: 100%** ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 3 โครงการได้รับอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) สำหรับการพัฒนาศักยภาพที่บูซงแล้ว โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2571 ทั้งนี้ สำหรับพื้นที่สำรวจ โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจในปี 2570-2571	
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
11. จี 1/65 สัดส่วนการลงทุน: 100%** ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย ในไตรมาส 3 โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจในปี 2570-2571	
**บริษัทได้ลงนามในสัญญาการลดสัดส่วนเพื่อโอนสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 40 ในโครงการจี 1/65 และจี 3/65 ให้แก่บริษัท แวลูรา เอ็นเนอร์ยี่ (ซีพีเพอรั) จำกัด โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ในไตรมาส 4 ปี 2569		

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 3 ปี 2569
12. แอล 1/66	สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น อุดรธานี และหนองบัวลำภู โดยเมื่อวันที่ 15 กันยายน 2569 คณะรัฐมนตรีมีมติอนุมัติให้สัมปทานปิโตรเลียมแก่บริษัท โดยมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 และคาดว่าจะลงนามสัญญาสัมปทานในไตรมาส 4 ปี 2569
13. แอล 3/66	สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในพื้นที่จังหวัดขอนแก่น กาฬสินธุ์ และมหาสารคาม โดยเมื่อวันที่ 15 กันยายน 2569 คณะรัฐมนตรีมีมติอนุมัติให้สัมปทานปิโตรเลียมแก่บริษัท โดยมีสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 และคาดว่าจะลงนามสัญญาสัมปทานในไตรมาส 4 ปี 2569
โครงการในเมียนมา		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
14. ซอติกา	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลในอ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 317 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการอย่างต่อเนื่อง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเจาะหลุมผลิตในระยะ 1E เพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผน
15. ยาดานา	สัดส่วนการลงทุน: 62.963% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลในอ่าวมะตะมะ ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 307 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อีกทั้งโครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการสำรวจเพิ่มเติมเพื่อรองรับการเจรจาขอต่ออายุสัญญาแบ่งปันผลผลิต
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
16. เมียนมา เอ็ม 3	สัดส่วนการลงทุน: 100% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลในอ่าวมะตะมะ สำหรับการพัฒนาแหล่ง Aung Sinkha โครงการได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) อย่างเป็นทางการ หลังจากมีการลงนามในข้อตกลงเพิ่มเติมฉบับที่ 2 ของสัญญาแบ่งปันผลผลิตในเดือนเมษายน 2569 และสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติในเดือนกรกฎาคม 2569 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2571
โครงการในมาเลเซีย		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
17. มาเลเซีย แปลง เค	สัดส่วนการลงทุน: 7.2-56% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบารห์ ประกอบด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 3 แหล่ง Kikeh และ SNP อยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุงเพื่อดำเนินการฟื้นฟูการผลิตและกักเก็บปิโตรเลียม (Kikeh FPSO) ซึ่งคาดว่าจะกลับมาพร้อมใช้งานได้ในไตรมาส 1 ปี 2570 ทั้งนี้ สำหรับแหล่ง GK ยังสามารถดำเนินการได้ปกติ นอกจากนี้ โครงการอยู่ระหว่างการปรับปรุงข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ และการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติม รวมทั้งเตรียมแผนเจาะหลุมสำรวจให้เป็นไปตามภาระผูกพันภายในปี 2571
18. มาเลเซีย แปลง เอช	สัดส่วนการลงทุน: 42-56% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบารห์ ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 155 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 164 บาร์เรลต่อวัน
19. มาเลเซีย เอสเค309 และ เอสเค311	สัดส่วนการลงทุน: 42-59.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท 7,609 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 108 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ทั้งนี้ โครงการได้ดำเนินการขุดเจาะหลุมพัฒนาแหล่ง Belum แล้วเสร็จ และคาดว่าจะเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติอีก 45 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันได้ภายในเดือนธันวาคม 2569
20. มาเลเซีย เอสเค408	สัดส่วนการลงทุน: 9.998% ผู้ดำเนินการ: TEPS, SSB	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 689 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 17,506 บาร์เรลต่อวัน จากแหล่ง Gorek แหล่ง Larak แหล่ง Bakong และแหล่ง Jerun ทั้งนี้ โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาแหล่ง Teja และ Pepulut เพิ่มเติม และได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในเดือนตุลาคม 2569 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2572
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
21. มาเลเซีย เอสเค405บี	สัดส่วนการลงทุน: 49.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่ง Sirung-Chenda และได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในไตรมาส 1 ปี 2569 ทั้งนี้ ในไตรมาส 2 โครงการได้เริ่มดำเนินการออกแบบวิศวกรรม การจัดหา การก่อสร้าง การติดตั้ง และการทดสอบเดินระบบ (EPCIC) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571 นอกจากนี้ ในไตรมาส 3 โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต รวมถึงการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติแล้วเสร็จตามแผน ขณะนี้อยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจในปี 2570

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 3 ปี 2569
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
22. มาเลเซีย เอสเค410บี	สัดส่วนการลงทุน: 42.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่ง Lang Lebah และ Paprika โดยในแหล่ง Lang Lebah โครงการอยู่ระหว่างการสรุปแผนพัฒนาและการออกแบบทางวิศวกรรม (Re-engineering) เพื่อเพิ่มความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ สำหรับแหล่ง Paprika ได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในเดือนสิงหาคม 2569 และกำลังเตรียมการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ภายในปี 2569 โดยคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2572
23. มาเลเซีย เอสเค417	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่ง Nangka และ Dokong สำหรับแหล่ง Nangka โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม (FDP) ในไตรมาส 1 ปี 2569 โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) จากผู้ร่วมทุน ภายในปี 2569 และเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2572 สำหรับแหล่ง Dokong ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาวางวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) และคาดว่าจะสามารถตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในปี 2570 โดยคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2573
24. มาเลเซีย เอสเค438	สัดส่วนการลงทุน: 80% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียมและได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในแหล่ง Babadon แล้ว โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) จากผู้ร่วมทุน ภายในปี 2569 และเริ่มผลิตปิโตรเลียมได้ในปี 2571 นอกจากนี้ ยังได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต รวมถึงปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ แล้วเสร็จตามแผน ขณะนี้อยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจในปี 2570
25. มาเลเซีย เอสเค314เอ	สัดส่วนการลงทุน: 59.5% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการวางแผนกิจกรรมการสำรวจในอนาคต รวมถึงการปรับปรุงคุณภาพข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ แล้วเสร็จตามแผน ขณะนี้อยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจในปี 2570
26. มาเลเซีย เอสเค325	สัดส่วนการลงทุน: 32.5% ผู้ดำเนินการ: PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการได้กำหนดตำแหน่งหลุมสำรวจหลุมแรกในบริเวณตอนใต้ของแปลงสำรวจเป็นที่เรียบร้อยแล้ว และมีแผนเริ่มการเจาะสำรวจในไตรมาส 4 ปี 2569 ขณะเดียวกัน โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาวางธรณีวิทยาเพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่ทางตอนเหนือของแปลงสำรวจ เพื่อรองรับการกำหนดตำแหน่งเจาะหลุมสำรวจที่เหลือให้เป็นไปตามภาวะผูกพันขั้นต่ำของโครงการได้ครบถ้วนภายในปี 2570
27. มาเลเซีย เอสบี412	สัดส่วนการลงทุน: 40% ผู้ดำเนินการ: PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึกนอกชายฝั่งของรัฐซาบะฮ์ ปัจจุบันโครงการได้กำหนดตำแหน่งหลุมสำรวจหลุมแรกแล้วเสร็จ และคาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการเจาะได้ในไตรมาส 4 ปี 2569 นอกจากนี้ โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในพื้นที่สำรวจเพิ่มเติม เพื่อรองรับการกำหนดตำแหน่งการเจาะหลุมสำรวจที่เหลือตามภาวะผูกพันขั้นต่ำภายในปี 2570 ทั้งนี้ ในเดือนกันยายน 2569 บริษัทได้ลดสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 20 ให้แก่ Petronas Carigali Sdn. Bhd. โดย ปตท.สผ. ยังเป็นผู้ดำเนินการ และถือสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 40
โครงการในเวียดนาม		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
28. เวียดนาม 9-2	สัดส่วนการลงทุน: 25% ผู้ดำเนินการ: HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 2,174 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการได้เจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม 2 หลุมแล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2569
29. เวียดนาม 16-1	สัดส่วนการลงทุน: 28.5% ผู้ดำเนินการ: HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำมันดิบ 7,829 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
30. 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 ทั้งนี้ กำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติรวมของทั้งสองแหล่งคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการ		ความคืบหน้าในไตรมาส 3 ปี 2569
โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) และธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง (Midstream)		
31. โอมาน แพลง 6	สัดส่วนการลงทุน: 2% ผู้ดำเนินการ: PDO	เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 734,418 บาร์เรลต่อวัน
32. โอมาน แพลง 53	สัดส่วนการลงทุน: 1% ผู้ดำเนินการ: Occidental	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ย 72,497 บาร์เรลต่อวัน
33. โอมาน แพลง 61	สัดส่วนการลงทุน: 20% ผู้ดำเนินการ: BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 1,589 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 60,808 บาร์เรลต่อวัน
34. โอมาน แอลเอ็นจี	สัดส่วนการลงทุน: 2% ผู้ดำเนินการ: OLONG	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซุร ประเทศโอมาน ปัจจุบันมีกำลังการผลิต 11.4 ล้านตันต่อปี โดยบริษัทได้รับซื้อก๊าซธรรมชาติเหลวจากโครงการเพื่อขายต่อที่ระดับประมาณ 0.8 ล้านตันต่อปี ตั้งแต่ต้นปี 2569 อันเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติเหลวที่ผลิตได้จากโครงการ
โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)		
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
35. สัมปทานกาซา	สัดส่วนการลงทุน: 10% ผู้ดำเนินการ: ADNOC	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลบาบี ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ปัจจุบันโครงการได้ค้นพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพรวมทั้งสิ้น 9 แหล่ง โดยมี 3 แหล่งที่อยู่ระหว่างการพัฒนา ได้แก่ แหล่ง Dalma Gas แหล่ง Hail and Ghasha และแหล่ง SARB Deep Gas
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
36. อาบูดาบี ออฟชอร์ 2	สัดส่วนการลงทุน: 12% ผู้ดำเนินการ: ADNOC	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลบาบี โดยแหล่ง Waset ซึ่งมี ADNOC เป็นผู้ดำเนินการ และบริษัทเข้าร่วมลงทุนในสัดส่วนร้อยละ 12 ได้รับอนุมัติสัญญาสัมปทานผลิตปิโตรเลียมเรียบร้อยแล้ว ขณะที่พื้นที่อื่นนอกเหนือจากแหล่ง Waset ยังอยู่ในระยะการสำรวจโดย Eni เป็นผู้ดำเนินการ ซึ่งบริษัทถือการลงทุนสัดส่วนร้อยละ 30
37. อาบูดาบี ออฟชอร์ 3	สัดส่วนการลงทุน: 30% ผู้ดำเนินการ: Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐบาลบาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ในระยะเวลารวบรวมข้อมูลที่สอง และอยู่ระหว่างการเตรียมการเพื่อดำเนินการเจาะหลุมประเมินตามข้อมูลพื้นฐานด้านการสำรวจที่คงเหลืออยู่
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)		
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)		
38. แอลจีเรีย ทูอัลท์	สัดส่วนการลงทุน: 22.1% ผู้ดำเนินการ: GTG	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่ในแหล่งปิโตรเลียมบนบก Timimoun ในประเทศแอลจีเรีย ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 465 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 2,713 บาร์เรลต่อวัน
39. แอลจีเรีย ฮาสลี เบอร์ ราเคช	สัดส่วนการลงทุน: 49% ผู้ดำเนินการ: GHBR	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 14,479 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการพัฒนาโครงการระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตเป็น 30,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2572 และเป็น 60,000 บาร์เรลต่อวันภายในปี 2573
40. แอลจีเรีย 433เอ และ 416บี	สัดส่วนการลงทุน: 35% ผู้ดำเนินการ: GBRs	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 3 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 17,407 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)		
41. แอลจีเรีย เร็กเกนเน่ ทู	สัดส่วนการลงทุน: 34% ผู้ดำเนินการ: Eni	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของแอลจีเรีย ครอบคลุมทั้งพื้นที่ที่ค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติแล้วและพื้นที่ที่มีศักยภาพในการสำรวจเพิ่มเติม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและพัฒนาโอกาสการสำรวจ (Prospect Maturation) รวมถึงการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาการผลิต เพื่อเริ่มผลิตก๊าซให้เร็วที่สุด
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)		
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)		
42. โมซัมบิก แอเรีย 1	สัดส่วนการลงทุน: 8.5% ผู้ดำเนินการ: TotalEnergies	โครงการพัฒนาก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการก่อสร้างโรงงาน LNG และติดตั้งอุปกรณ์ผลิตนอกชายฝั่ง โดยคาดว่าจะพร้อมนำส่งก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) ได้ภายในปี 2571

การขับเคลื่อนองค์กรสู่เป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในไตรมาส 3 มีดังนี้



ลดความเข้มข้น
การปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ
18.0
จากปีฐาน 2563

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

แผนงานในการขออนุมัติพื้นที่ปลูก ป่านพู่ และอนุรักษ์ป่า
เพิ่มเติมจากหน่วยงานภาครัฐและร่วมมือกับหน่วยงานที่
เกี่ยวข้องจำนวนไม่น้อยกว่า **43,000** ไร่ ในปี 2569

บริษัทดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Reduce) ผ่านการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่องและผลักดันโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ ในไตรมาส 3 ปี 2569 มีความคืบหน้า ได้แก่

โครงการดักจับและกักเก็บ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS)

ปตท.สผ. ได้ตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติอ่าวตีกายในไตรมาส 3 ปี 2568 ส่งผลให้โครงการเข้าสู่ระยะการพัฒนากลายเป็นทางการ ภายหลังจากที่ได้ผ่านการศึกษาด้านเทคนิคอย่างรอบด้าน เพื่อสร้างความมั่นใจในมาตรฐานความปลอดภัยและความมั่นคงของการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว การตัดสินใจลงทุนดังกล่าวนับเป็นก้าวสำคัญในการขับเคลื่อนกลยุทธ์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของบริษัท และการวางรากฐานสู่การพัฒนาโครงการ CCS แห่งแรกของประเทศไทย

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

การดำเนินการลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก

ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง นับจากปีฐาน 2563 บริษัทได้ดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติม อาทิ โครงการลดการปล่อยก๊าซส่วนเกินจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่โครงการจี 2/61 ด้วยเทคโนโลยี Low BTU Flare โครงการประหยัดพลังงานสำหรับโครงการผลิตต่าง ๆ ซึ่งประเมินว่าจะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติมได้ประมาณ 545,000 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าในปี 2569

นอกจากนี้ บริษัทได้พัฒนาการจัดการการปล่อยก๊าซมีเทนอย่างต่อเนื่อง โดยในปี 2569 บริษัทได้ปรับปรุงการรายงานการปล่อยก๊าซมีเทนตามแนวทางการตรวจวัด (Measurement-based Approach) และมีการตรวจวัดการปล่อยก๊าซมีเทนจากแหล่งกำเนิดให้ครอบคลุมพื้นที่ปฏิบัติการหลัก เพื่อนำไปจัดทำแผนการลดการปล่อยก๊าซมีเทนต่อไป

การเตรียมความพร้อมสู่โอกาสทางธุรกิจในอนาคตผ่านการลงทุนในธุรกิจคาร์บอนต่ำ

โครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนในพื้นที่ภาคตะวันออก (Eastern CCS Hub)



เป็นโครงการริเริ่มศึกษาและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการบริหารจัดการคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคอุตสาหกรรมในพื้นที่เขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออก ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์ทางเศรษฐกิจที่สำคัญของประเทศ โดยช่วยสนับสนุนและขับเคลื่อนเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ในไตรมาส 1 ปี 2569 คณะรัฐมนตรีเห็นชอบแนวทางการดำเนินงานภายใต้กรอบความร่วมมือระหว่างประเทศไทยและประเทศญี่ปุ่น เพื่อศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินทางธรณีวิทยาในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน ประกอบด้วย 1) มอบหมายให้กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมทำหน้าที่เป็นหน่วยประสานงานหลักในการบูรณาการและสนับสนุนให้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง พัฒนาและปรับปรุงกฎหมาย กฎระเบียบ นโยบาย ตลอดจนมาตรการและกลไกดำเนินงานเพื่อขับเคลื่อนให้เกิดโครงการการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCS และ 2) มอบหมายให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เป็นผู้รับผิดชอบหลักในการกำกับดูแลและประสานหน่วยงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในการศึกษาและประเมินศักยภาพการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน โดย ปตท.สผ. ได้รับมอบหมายให้เป็นผู้ดำเนินการฝ่ายไทย ร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ องค์การเพื่อความมั่นคงด้านโลหะและพลังงานแห่งประเทศไทย (JOGMEC) และบริษัท อินเพ็กซ์ คอร์ปอเรชั่น (INPEX) ในไตรมาส 3 โครงการมีความคืบหน้าสำคัญจากการดำเนินการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Acquisition) แล้วเสร็จในช่วงต้นเดือนกันยายน 2569 ซึ่งเป็นไปตามแผนงานที่กำหนดไว้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนนี้เป็นข้อมูลพื้นฐานที่มีความจำเป็นต่อการประเมินโครงสร้างชั้นหินเพื่อการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ โดยขณะนี้อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Data Processing) เพื่อนำไปแปลผล (Interpretation) ต่อไป นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้ร่วมกับภาครัฐ ในการศึกษาและผลักดันให้เกิดการพัฒนากฎหมายเพื่อรองรับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องและการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว

โครงการชีกรีน ออฟชอร์ วินด์ ฟาร์ม



ปตท.สผ. ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมร้อยละ 25.5 ในโครงการชีกรีน ออฟชอร์ วินด์ ฟาร์ม ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ใหญ่ที่สุดในสกอตแลนด์ มีกำลังการผลิตประมาณ 1.1 กิกะวัตต์ (กังหันลม 114 ต้น) ตั้งอยู่ในทะเลเหนือ นอกชายฝั่งประเทศสกอตแลนด์ การดำเนินงานของโครงการเป็นไปตามแผนที่กำหนด ซึ่งสะท้อนถึงความสามารถในการผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพและต่อเนื่อง นับตั้งแต่เริ่มผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date: COD) เมื่อเดือนตุลาคม 2566 โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงสิงหาคม 2569 โครงการสามารถผลิตไฟฟ้าได้รวมทั้งสิ้น 3,049 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh)

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ลานแสงอรุณ)

ตั้งอยู่ในพื้นที่อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 โดยโครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566 โดยในช่วงเดือนมกราคมถึงกันยายน 2569 โครงการได้จ่ายไฟฟ้าทั้งหมด 11.91 กิกะวัตต์ชั่วโมง (GWh)

การลงทุนในพลังงานแห่งอนาคตผ่าน Corporate Venture Capital



บริษัท เอ็กซ์พลอร์ เวเนเจอร์ส จำกัด เป็นบริษัทที่จัดตั้งขึ้นเพื่อลงทุนในรูปแบบ Corporate Venture Capital หรือ CVC เพื่อลงทุนในเทคโนโลยีที่จะเป็นแหล่งพลังงานแห่งอนาคต (Future Energy) เทคโนโลยีลดคาร์บอน (Decarbonization) และเทคโนโลยีที่ใช้ต่อยอดการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (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 3 บริษัทย่อย ROVULA ได้นำหุ่นยนต์อัตโนมัติใต้น้ำ XPLOER ไปให้บริการตรวจสอบท่อขนส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลให้กับบริษัทพลังงานชั้นนำในหลายโครงการในประเทศมาเลเซีย โดยดำเนินการตรวจสอบแล้วกว่า 585 กิโลเมตร และคาดว่าจะเพิ่มเป็น 730 กิโลเมตรภายในสิ้นปี 2569 นอกจากนี้ ROVULA ยังสามารถขยายพอร์ตโฟลิโอสัญญาระยะยาวเพิ่มเติม โดยได้รับสัญญาฉบับใหม่ ระยะเวลา 3 ปี จากบริษัทพลังงานชั้นนำ ส่งผลให้มีระยะทางรวมของงานตรวจสอบภายใต้สัญญาระยะยาวเพิ่มขึ้นเป็น 1,100 กิโลเมตรในปี 2570



แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบในไตรมาส 4 ปี 2569 คาดว่าจะทรงตัวในระดับสูงและยังคงผันผวนจากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ในตะวันออกกลาง แม้ว่า การส่งออกน้ำมันจากภูมิภาคจะเริ่มฟื้นตัวในช่วงปลายเดือนกันยายน แต่ยังคงอยู่ต่ำกว่าระดับก่อนเกิดความขัดแย้ง และระบบขนส่งน้ำมันยังมีความเปราะบางและเสี่ยงต่อการหยุดชะงักอีกครั้ง โดยผลการเจรจาระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านจะเป็นปัจจัยสำคัญที่กำหนดทิศทางอุปทานน้ำมันโลก โดยเฉพาะความคืบหน้าของการเจรจาในช่วงก่อนการเลือกตั้งกลางเทอมของสหรัฐอเมริกาในเดือนพฤศจิกายนนี้ **บริษัทคาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในไตรมาส 4 ปี 2569 จะอยู่ในช่วง 95-105 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** ส่งผลให้**ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2569 อยู่ในช่วง 90-100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** โดยมีปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อราคาน้ำมันดิบ ดังนี้

ด้านอุปทาน: คาดว่าอุปทานน้ำมันโลกในไตรมาส 4 มีแนวโน้มลดลง ส่วนหนึ่งจากข้อจำกัดด้านการส่งออกของอิหร่านภายใต้การปิดล้อมทางทะเลของสหรัฐอเมริกา แม้ว่าการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซเริ่มทยอยฟื้นตัว แต่คาดว่าจะยังไม่สามารถกลับสู่ระดับก่อนเกิดความขัดแย้งได้ภายในปี 2569 จากความไม่แน่นอนด้านภูมิรัฐศาสตร์ที่ยังคงอยู่ ขณะเดียวกัน ปริมาณน้ำมันสำรองเชิงยุทธศาสตร์ (Strategic Petroleum Reserve) ของสหรัฐอเมริกาที่อยู่ในระดับต่ำสุดนับตั้งแต่ปี 2525 อาจจำกัดความสามารถในการรองรับภาวะฉุกเฉินด้านอุปทานในอนาคต อย่างไรก็ตาม หากสหรัฐอเมริกาและอิหร่านสามารถบรรลุข้อตกลงได้สำเร็จ อุปทานน้ำมันจากตะวันออกกลางอาจกลับเข้าสู่ตลาดเร็วกว่าคาด และเพิ่มความเสี่ยงต่อภาวะอุปทานส่วนเกินได้

ด้านอุปสงค์: คาดว่าอุปสงค์น้ำมันโลกในไตรมาส 4 อาจฟื้นตัวเล็กน้อย หลังจากหดตัวอย่างมากในช่วงครึ่งแรกของปี โดยตัวแปรสำคัญ ได้แก่ ทิศทางของเศรษฐกิจจีนที่นำเข้าน้ำมันดิบควบคู่ไปกับการใช้น้ำมันจากคลังสำรอง เพื่อรองรับอัตราการผลิตที่คาดว่าจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากความต้องการเชื้อเพลิงในช่วงฤดูหนาวและภาวะตึงตัวของตลาดน้ำมันกลุ่ม Middle Distillates อย่างไรก็ตาม การขยายตัวของอุปสงค์มีแนวโน้มค่อยเป็นค่อยไป เนื่องจากถูกจำกัดด้วยต้นทุนน้ำมันดิบที่ยังอยู่ในระดับสูงจากค่าระวางเรือบรรทุกน้ำมันและเบี้ยประกันภัยความเสี่ยงจากสงคราม รวมถึงแรงกดดันจากเงินเฟ้อและความเสี่ยงจากการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ย



ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG)

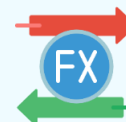
ภาพรวมตลาด LNG ในปี 2569 ยังคงได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง โดยคาดว่าอุปสงค์จะชะลอตัวลงมาอยู่ที่ประมาณ 423 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, กันยายน 2569) หรือลดลง 2% เมื่อเทียบกับปี 2568 จากราคา LNG ที่อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้หลายประเทศชะลอการนำเข้า และหันมาใช้ก๊าซจากคลังสำรอง รวมถึงเพิ่มการใช้เชื้อเพลิงทางเลือกชั่วคราว ดังนั้น อุปสงค์ในตลาดหลักอย่าง ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ และจีน อาจชะลอตัวลง แม้ว่าแนวโน้มระยะยาวยังคงเติบโต ด้านอุปทาน คาดว่ากำลังการผลิต LNG จะลดลง 5% จากปีก่อน เหลือประมาณ 409 ล้านตันต่อปี (ที่มา: FGE, กันยายน 2569) จากการส่งออก LNG ของกาตาร์และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ที่ลดลง รวมถึงความไม่แน่นอนของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ แม้ว่าการเริ่มดำเนินงานของโครงการ Golden Pass LNG และ Corpus Christi Train 6 ในสหรัฐอเมริกาจะช่วยเพิ่มอุปทาน แต่ยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยอุปทานที่หายไปจากตะวันออกกลางได้ทั้งหมด ปัจจัยสำคัญที่ต้องติดตาม ได้แก่ ความตึงเครียดระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน การฟื้นตัวของอุปทาน LNG จากตะวันออกกลาง ความคืบหน้าด้านความปลอดภัยในการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ตลอดจนประเด็นภูมิรัฐศาสตร์อื่น เช่น สงครามรัสเซีย-ยูเครน นโยบายยุติการพึ่งพาพลังงานรัสเซียของสหภาพยุโรป และทิศทางนโยบายการค้าของสหรัฐอเมริกา ซึ่งล้วนส่งผลต่อเสถียรภาพอุปทานและระดับราคาก๊าซโลก ขณะเดียวกัน การแข่งขันจัดหา LNG ระหว่างยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับฤดูหนาวมีแนวโน้มรุนแรงขึ้น **โดยไตรมาส 4 ปี 2569 คาดว่าราคาก๊าซ LNG ตลาดจริงในเอเชีย (Asian Spot LNG) จะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 22-27 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู** อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงมีความเสี่ยงด้านภูมิรัฐศาสตร์สูง ส่งผลให้ราคามีแนวโน้มผันผวนและยังคงต้องติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิด



เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

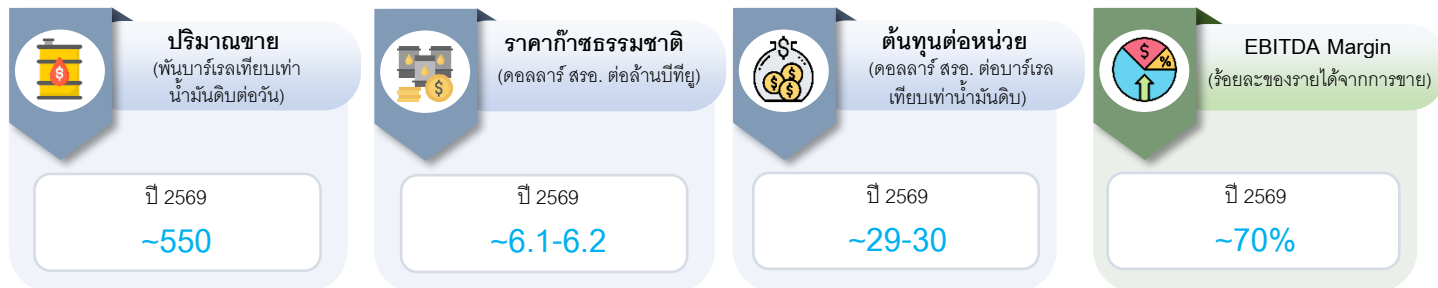
เศรษฐกิจไทยในช่วงที่เหลือของปี 2569 ยังคงมีแนวโน้มขยายตัว แม้เผชิญกับความไม่แน่นอนจากภาวะเศรษฐกิจโลกและสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ โดยได้รับแรงสนับสนุนจากวัฏจักรเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์ของโลก ซึ่งช่วยสนับสนุนการส่งออกโดยเฉพาะสินค้าอิเล็กทรอนิกส์ ขณะที่ภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มฟื้นตัวตามจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ การบริโภคภาคเอกชนและการใช้จ่ายภาครัฐยังมีส่วนสนับสนุนกิจกรรมทางเศรษฐกิจโดยรวม ด้านอัตราเงินเฟ้อยังอยู่ในระดับต่ำ แม้จะปรับสูงขึ้นชั่วคราวในระยะสั้นจากราคาพลังงานที่ผันผวน สำหรับนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยมีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ร้อยละ 1 ต่อปี โดยเห็นว่าอัตราดอกเบี้ยระดับปัจจุบันเหมาะสมต่อการฟื้นตัวของเศรษฐกิจท่ามกลางความไม่แน่นอนที่ยังอยู่ในระดับสูง และพร้อมทบทวนทิศทางนโยบายการเงินหากสถานการณ์เปลี่ยนแปลงในระยะข้างหน้า

สำหรับช่วงที่เหลือของปี 2569 อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีแนวโน้มแข็งค่าขึ้นเล็กน้อย แม้ว่าจะยังคงเผชิญกับความผันผวนจากปัจจัยภายนอกประเทศ การฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยว การส่งออก และทิศทางเงินทุนเคลื่อนย้ายระหว่างประเทศ มีแนวโน้มช่วยสนับสนุนค่าเงินบาทและบรรเทาแรงกดดันด้านอัตราแลกเปลี่ยน อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนของสถานการณ์ในตะวันออกกลางและความผันผวนของราคาพลังงาน อาจส่งผลต่อทิศทางเงินเฟ้อและนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ นอกจากนี้ การเลือกตั้งกลางเทอมของสหรัฐฯ ในเดือนพฤศจิกายนนี้อาจเป็นอีกปัจจัยหนึ่งที่เพิ่มความผันผวนต่อตลาดการเงินและตลาดอัตราแลกเปลี่ยนในระยะถัดไป



แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2569

ปริมาณขาย ราคาขาย และต้นทุน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ทั้งนี้ เพื่อให้แนวโน้มผลการดำเนินงานสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทจึงได้ดำเนินการติดตามและปรับสมมติฐานให้สะท้อนสถานการณ์ปัจจุบัน ส่งผลให้ประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้



- หมายเหตุ: 1. ปริมาณขายรวมการลงทุนในกิจการที่รับรู้ตามวิธีส่วนได้เสีย
2. สมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2569 อยู่ที่ 90-100 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล
3. EBITDA Margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณขาย

คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2569 อยู่ที่ประมาณ 550,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งเพิ่มขึ้นจากปี 2568 ประมาณร้อยละ 8 โดยหลักจากการรับรู้ปริมาณขายเต็มปีสำหรับโครงการที่ได้เข้าซื้อระหว่างปี 2568 ได้แก่ โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย เอ 18-01 โครงการมาเลเซีย เอสเค408 และโครงการแอลจีเรีย ทูอัท รวมถึงการผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มจากโครงการในประเทศไทยเพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ

ราคาขาย

ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลัง 3-21 เดือน

บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับปี 2569 จะอยู่ที่ประมาณ 6.1-6.2 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ซึ่งเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับปี 2568 ที่ 5.81 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ตามทิศทางการปรับตัวขึ้นของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก

ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก

บริษัทมีการทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2569 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงคงเหลือจำนวน 14 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุนต่อหน่วย

สำหรับปี 2569 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยให้อยู่ในระดับประมาณ 29-30 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ซึ่งลดลงเมื่อเทียบกับต้นทุนต่อหน่วยสำหรับปี 2568 ที่ 31.42 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน