



## บทสรุปผู้บริหาร

ในภาพรวมของเศรษฐกิจโลกยังคงมีความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย เนื่องจากคาดการณ์เงินเฟ้อที่ยังอยู่ในระดับสูง ทำให้ธนาคารกลางสหรัฐฯ และยุโรปยังคงมีความจำเป็นต้องปรับขึ้นดอกเบี้ยนโยบายอย่างต่อเนื่อง รวมถึงการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศจีนเติบโตได้น้อยกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ ส่งผลให้มีความกังวลว่าความต้องการใช้พลังงานโลกมีแนวโน้มลดลงถึงแม้จะมีการประกาศลดกำลังการผลิตเพิ่มเติมของกลุ่ม OPEC+ ก็ตาม ทำให้ในไตรมาส 2 ปี 2566 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 77.59 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ไตรมาส 1 ปี 2566 อยู่ที่ 80.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล) และคาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยสำหรับปี 2566 จะเคลื่อนไหวในกรอบราคา 70-80 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังคงต้องติดตามปัจจัยต่าง ๆ ได้แก่ ภาวะเศรษฐกิจ นโยบายการเงินของธนาคารกลางทั่วโลก นโยบายของกลุ่ม OPEC+ การบริหารจัดการคลังสำรองน้ำมันดิบทางยุทธศาสตร์ และสงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ

ในไตรมาสนี้ ปตท.สผ. มีความคืบหน้าการดำเนินงานที่สำคัญ ได้แก่ การเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) มาอยู่ที่ระดับ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 28 มิถุนายน 2566 ซึ่งเป็นไปตามแผนงานที่วางไว้ การผลิตก๊าซ ภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตของโครงการจี 2/61 (บงกช) เต็มไตรมาสที่อัตราการผลิตเฉลี่ย 840 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน การลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตของแปลงสำรวจจี 1/65 และจี 3/65 ในอ่าวไทย และการชนะการประมูลแปลงสัมปทาน Z1-02 และลงนามในสัญญาที่เกี่ยวข้อง ร่วมกับกลุ่มบริษัทผู้ร่วมทุนจากประเทศเกาหลีใต้และฝรั่งเศส เพื่อเข้ารับสิทธิในการพัฒนาโครงการผลิตกรีนไฮโดรเจนแบบครบวงจรในรัฐสุลต่านโอมาน ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การพัฒนาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมที่กำลังการผลิตรวมประมาณ 5 กิกะวัตต์ การพัฒนาโรงงานผลิตกรีนไฮโดรเจนที่กำลังการผลิตประมาณ 2.2 แสนตันต่อปี และโรงงานผลิตกรีนแอมโมเนียที่กำลังการผลิตประมาณ 1.2 ล้านตันต่อปี ซึ่งกลุ่มผู้ร่วมทุนจะทำการศึกษาเชิงเทคนิค ความเป็นไปได้ในการลงทุน และมูลค่าการลงทุนของโครงการดังกล่าวต่อไป

การดำเนินงานดังกล่าวนี้เป็นไปตามกลยุทธ์การบริหารจัดการของ ปตท.สผ. ที่มุ่งมั่นจะมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม ควบคู่ไปกับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน โดย ปตท.สผ. กำหนด 3 กลยุทธ์หลักที่มุ่งกลางกระแสการเปลี่ยนแปลงผ่านทางด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการวางแนวทางการเตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต ดังนี้ 1) การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value) โดยการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการปัจจุบัน และการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ 2) การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize) และ 3) การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

สำหรับผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 2 ปี 2566 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า เป็นผลมาจากการรับรู้ผลกำไรที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติเพิ่มขึ้น โดยหลักจากอัตราแลกเปลี่ยนและอนุพันธ์ทางการเงินที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนซึ่งในไตรมาส 1 มีผลขาดทุนในขณะไตรมาส 2 รายงานกำไร ขณะที่กำไรจากการดำเนินงานปกติลดลงเล็กน้อย โดยปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวลดลง มาอยู่ที่ 444,868 บาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 2/61 (บงกช) หลังการเปลี่ยนผ่านเข้าสู่สัญญาแบ่งปันผลผลิต รวมถึงราคาน้ำมันในตลาดโลกลดลง ส่งผลให้ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า มาอยู่ที่ 45.72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 26.41 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2566 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 24,336 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสด 3,065 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 10,259 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,661 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 14,077 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.26 เท่า

### ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1	ไตรมาส 2	ไตรมาส 2	เพิ่ม(ลด)	เพิ่ม(ลด)	หกเดือน	หกเดือน	เพิ่ม(ลด)
	ปี 2566	ปี 2566	ปี 2565	QoQ	YoY	ปี 2566	ปี 2565	YTD
รายได้รวม	2,314	2,074	2,469	(240)	(395)	4,359	4,543	(184)
รายได้จากการขาย *	2,193	1,924	2,383	(269)	(459)	4,117	4,413	(296)
EBITDA	1,616	1,505	1,816	(110)	(311)	3,121	3,417	(296)
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	569	610	600	41	10	1,180	918	262
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.14	0.14	0.15	-	(0.01)	0.28	0.23	0.05
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	592	585	647	(7)	(62)	1,178	1,217	(39)
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(23)	25	(47)	48	72	2	(299)	301

\* รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมค่านวนในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย



## กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

### กลยุทธ์

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน จากภายในสู่ภายนอก (From We to World) และสนับสนุนเป้าหมายด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม กลยุทธ์ของ ปตท.สผ. จึงมุ่งเน้นการสร้าง ความมั่นคงทางด้านพลังงาน รับผิดชอบต่อวิกฤต และการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม ปตท.สผ. จึงกำหนดกลยุทธ์ 3 แนวทางหลัก ดังนี้

### การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และเสถียรภาพความมั่นคงด้านพลังงาน โดยเฉพาะการตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
  - เพิ่มอัตราการผลิตและโอกาสการขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบจากโครงการในปัจจุบัน
  - เร่งดำเนินการโครงการพัฒนาแหล่งใหม่
  - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดิบ
- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน
- เน้นการลงทุนโครงการก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของการต้นน้ำ และกลางน้ำ

### การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

- บริหารจัดการ E&P Portfolio เพื่อมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593 (ปี 2050) ครอบคลุม Scope 1 และ Scope 2 ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operational Control) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้มข้น (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2571 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 (จากปีฐาน 2563)
- ดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกตามแผนงานและหาโอกาสจากการพัฒนาเทคโนโลยี
- เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนและมองหาพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่เพื่อนำมาใช้ในพื้นที่ปฏิบัติการ
- เร่งพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS)
- ดำเนินการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offsetting) อย่างต่อเนื่อง ผ่านโครงการปลูกป่าและการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์โดยมหาสมุทร (Blue Carbon) ภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life)

### การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

- เร่งสร้างการเติบโตให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV)
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture, Utilization, and Storage: CCUS) การทยอยผลิตไฮโดรเจน รวมถึงพลังงานในอนาคต
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต

### การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

ปตท.สผ. มุ่งสร้างการเติบโตบนรากฐานความยั่งยืนที่ครอบคลุมมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการ (ESG) ซึ่งสอดคล้องและเป็นไปตามความคาดหวังของผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท โดยมีการบริหารจัดการและความคืบหน้า ดังนี้

#### การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใสและมีประสิทธิภาพ ยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล มีการกำกับดูแลการบริหารความเสี่ยง การควบคุมภายใน ตลอดจนจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด

- จัดให้มีการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Assessment) เพื่อประเมินผลการดำเนินงานด้าน GRC และทำแผนพัฒนาเพื่อเพิ่มระดับวุฒิภาวะด้าน GRC ไปสู่ระดับสูงสุดตามเป้าหมายระยะยาวในปี 2573
- จัดให้มีการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน Enterprise Risk Management (ERM Maturity Assessment) เพื่อพัฒนางานบริหารความเสี่ยง รวมถึงพัฒนาระบบ Risk Management อย่างต่อเนื่อง
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง โดยเพิ่มเติมส่วนของการทำ Data Analytic เพื่อปรับปรุงข้อมูลด้าน Assurance และมีการนำปัญญาประดิษฐ์ (AI Feature) มาช่วยในการประมวลผล
- สื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อสร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่อง เช่น GRC Case Study ผ่านกิจกรรม GRC Roadshow หลักสูตร e-Learning ส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอกผ่าน Explorer's Journal และ Facebook: PTTEP Shareholders Society ให้กับผู้ถือหุ้น เป็นต้น

ในด้านสิทธิมนุษยชน บริษัทมีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล แสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี ครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัทและพื้นที่ปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุน โดยในไตรมาส 2 ปี 2566 ได้มีการทบทวนแนวทางการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อให้มีความรัดกุมและตรงประเด็นด้านสิทธิมนุษยชนมากขึ้น นอกจากนี้ยังได้พัฒนาเนื้อหาการอบรมด้านสิทธิมนุษยชนในรูปแบบออนไลน์ในระดับ intermediate เพื่อส่งเสริมให้พนักงานทุกคนมีความรู้ความเข้าใจในด้านสิทธิมนุษยชนในระดับสูงขึ้น โดยมีแผนสื่อสารภายในองค์กรในไตรมาส 3 ปี 2566

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในไตรมาส 2 ปี 2566 มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.12 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.73 เคสต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งอยู่ในระดับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักรู้ด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์ และการเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต

#### การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ และการเป็นองค์กรที่ปราศจากของเสียที่เป็นขยะที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 โดยในส่วนของการทำงานนำโครงสร้างหลักกลับมาใช้งานใหม่ (Main Structure Reuse) ในไตรมาส 2 ปี 2566 มีการจัดเตรียมข้อมูลประกอบการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายในส่วนขยายของโครงการนำส่วนบนของแท่นผลิตอาทิตยมาซ้ำ นอกจากนี้ บริษัทยังเน้นการสร้างมูลค่าให้กับของเสียแทนการกำจัดโดยวิธีฝังกลบ เช่น การนำของเสียไปกำจัดด้วยวิธีการเผาเพื่อเอาพลังงานความร้อนไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า การเปลี่ยนของเสียเป็นเชื้อเพลิงขยะมูลฝอย การเปลี่ยนของเสียประเภทเศษอาหารที่สามารถย่อยสลายได้ให้เป็นปุ๋ย เป็นต้น
- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง

ตามเป้าหมายการสร้างความคุ้มค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมด และสร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญสามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงาน ได้แก่

- 1) การสำรวจและผลิตเพื่อพิทักษ์อนุรักษ์ทะเล (Sustainable Ocean-Friendly Operations) โดยเน้นเรื่องความปลอดภัย และการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท. สผ. ดำเนินงาน โดยในไตรมาส 2 ปี 2566 หลังจากที่ได้มีการลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) ในด้านเสริมสร้างความร่วมมือทางวิชาการด้านผลประโยชน์ของชาติทางทะเล ระหว่างสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (Petroleum Institute of Thailand: PTIT) สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ (National Research Council of Thailand: NRCT) และสำนักงานสภาความมั่นคงแห่งชาติ (Office of the National Security Council: NSC) ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการศึกษาหาแนวทางที่เหมาะสมต่อการจัดวางปะการังเทียมรูปแบบโครงสร้างเหล็กด้วยความร่วมมือจากหน่วยงานภาครัฐและเอกชน โดยความคาดหวังของโครงการศึกษานี้ เพื่อส่งเสริมพื้นที่จัดวางปะการังเทียมให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการอนุรักษ์ ป่าฟู และรักษาสมดุลทรัพยากรสัตว์น้ำและความหลากหลายชีวภาพทางทะเล
- 2) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) ในไตรมาส 2 ปี 2566 บริษัทได้มีการติดตั้งกล่องไดน้ำที่บริเวณเขาแท่นปิโตรเลียมนอกชายฝั่งบริเวณอ่าวไทย จำนวน 2 แท่น ควบคู่ไปกับการพัฒนาซอฟต์แวร์ปัญญาประดิษฐ์เพื่อระบุชนิดของสัตว์ทะเลที่ว่ายผ่านกล่องไดน้ำได้โดยอัตโนมัติ ปัจจุบันซอฟต์แวร์สามารถระบุสายพันธุ์ของสัตว์ทะเลได้ถึง 7 สายพันธุ์ ที่ระดับความเชื่อมั่นในการตรวจจับ ร้อยละ 85 อาทิ ปลากระมงพร้าว และปลาชนิดหินลายบัง เป็นต้น โดยมีแผนจะนำข้อมูลดังกล่าวเข้าสู่ระบบคลังข้อมูลความหลากหลายทางชีวภาพของประเทศไทย (Thailand Biodiversity Information Facility: TH-BIF) ร่วมกับหน่วยงานรัฐที่รับผิดชอบงานด้านความหลากหลายทางชีวภาพอีกด้วย
- 3) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นกรดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท. สผ. และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุนความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services Value) ในไตรมาส 2 ปี 2566 จากการส่งเสริมการเพาะฟักสัตว์น้ำวัยอ่อนอย่างต่อเนื่อง ทำให้บริษัทสามารถปล่อยลูกปูและพันธุ์สัตว์น้ำกว่า 1,300 ล้านตัว และวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลเพิ่มเติมจำนวน 15 แห่ง เกิดพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งทะเลรวม 9 ตารางกิโลเมตร รวมทั้งบริษัทยังร่วมมือกับมหาวิทยาลัยท้องถิ่นพัฒนานวัตกรรมหุ่นลอยจากขยะพลาสติกเพื่อใช้ทดลองวางในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเล และวางแผนทดสอบกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง นอกจากนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการสร้างรายได้เพิ่มเติมให้กับชุมชนที่เข้าร่วมโครงการของบริษัท ปัจจุบัน บริษัทสามารถก่อตั้งกลุ่มอาชีพผลิตและจำหน่ายอาหารทะเลได้จำนวน 3 กลุ่ม นอกจากนี้ที่กล่าวมาในข้างต้น บริษัทยังจัดกิจกรรมเครือข่ายเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติรวม 8 ครั้ง มีผู้เข้าร่วมสะสมกว่า 1,095 คน

### การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท. สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 2 ปี 2566 บริษัทมีเงินสดคงเหลือในมือ 3,065 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ประมาณ 0.26 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

- วันที่ 24 เมษายน 2566 ปตท. สผ. จ่ายเงินปันผลประจำปี 2565 ส่วนที่เหลือ ที่อัตราหุ้นละ 5.00 บาท เป็นจำนวน 604 ล้านดอลลาร์ สรอ.
- ในเดือนพฤษภาคม 2566 บริษัท ปตท. สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท. สผ. ศง.) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่ม ปตท. สผ. ได้ดำเนินการขายหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิ มีผู้ค้าประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ ให้แก่นักลงทุนสถาบันมูลค่า 1,500 ล้านบาท อายุ 3 ปี โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 2.51 โดย ปตท. สผ. เป็นผู้ค้าประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน
- ในเดือนมิถุนายน 2566 ปตท. สผ. ได้ดำเนินการบริหารจัดการหนี้สินหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งประกอบด้วย การไอนหุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนดไถ่ถอนปี 2585 ทั้งจำนวน ซึ่งออกโดย PTTEP Canada International Finance Limited (PTTEP CIF) ให้แก่ ปตท. สผ. ศง. นอกจากนี้ ได้ทำการรับซื้อคืนหุ้นกู้บางส่วน ได้แก่ หุ้นกู้ไม่ด้อยสิทธิสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนด ไถ่ถอนปี 2585 และหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ครบกำหนดไถ่ถอนปี 2602 ของ ปตท. สผ. ศง. เป็นจำนวน 31,894,000 ดอลลาร์ สรอ. และจำนวน 50,000,000 ดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ โดยหลังจากดำเนินการแล้วเสร็จ จะมีหุ้นกู้ทั้งสองรุ่นคงเหลือจำนวนทั้งสิ้น 458,106,000 ดอลลาร์ สรอ. และ 600,000,000 ดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ



ทั้งนี้ ภายหลังจากจ่ายเงินปันผล ออกหุ้นกู้ และการบริหารจัดการหนี้สินหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ. ดังกล่าว บริษัทยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอต่อการดำเนินการและการลงทุน มีสภาพคล่องและสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และภาวะเศรษฐกิจโลก รวมถึงแผนการลงทุนตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท

ในด้านการบริหารความเสี่ยงจากอัตราแลกเปลี่ยนและอัตราดอกเบี้ย ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลักที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สหรัฐ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap ตามความเหมาะสมเพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของอัตราแลกเปลี่ยน สำหรับความเสี่ยงจากอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่

### การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดยมีเป้าหมายหลัก 3 ด้าน ได้แก่ 1) เพื่อเพิ่มมูลค่าและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 2) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ และ 3) เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและธุรกิจใหม่

โดยในไตรมาส 2 ปี 2566 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 71 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) และตัวกรองสิ่งปนเปื้อน (Filtration) ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีไปใช้กับแหล่งผลิตในอ่าวไทยและต่างประเทศ ซึ่งมีผลในการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการกำจัดสิ่งปนเปื้อนเพื่อสนับสนุนการรีโอดอนทอส่งปิโตรเลียม ประกอบด้วยโครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานในชั้นน้ำรองที่แหล่งบงกชแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการนำผลจากการทดสอบมาพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) ได้ดำเนินการนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในช่วงไตรมาส 1 และ 2 ของปี 2565 โดยหุ่นยนต์ต้นแบบสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในขั้นต่อไปและขยายขอบเขตการพัฒนาให้ครอบคลุมการนำไปใช้ในแหล่งผลิตอื่น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาไหม้เป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในชั้นน้ำรอง นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาวิธีการนำท่อนาโนคาร์บอนไปใช้ประโยชน์ในหลายผลิตภัณฑ์ เช่น แบตเตอรี่ อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน วัสดุคอมโพสิต เป็นต้น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างพัฒนาและทดสอบกระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอนในระดับต้นแบบภายในปี 2566

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ในไตรมาส 2 ปี 2566 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- 5 รางวัลจากงานประกาศรางวัลยอดเยี่ยมแห่งเอเชียประจำปี 2566 (Asian Excellence Award 2023) ครั้งที่ 13 จัดขึ้นโดย Corporate Governance Asia นิตยสารด้านการเงินที่ส่งเสริมบรรษัทภิบาลของฮ่องกงและเอเชีย ได้แก่ รางวัล Asia's Best CEO ต่อเนื่องเป็นปีที่ 6 รางวัล Asia's Best CFO ต่อเนื่องเป็นปีที่ 10 รางวัล Best Investor Relations Company ต่อเนื่องเป็นปีที่ 12 รางวัล Best Investor Relations Professional ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 และรางวัล Best Environmental Responsibility

- รางวัลสุดยอดผู้บริหารองค์กร Thailand Top CEO of the Year 2023 ประเภทอุตสาหกรรมสำรวจ ผลิตทรัพยากรธรรมชาติ และสาธารณูปโภค จัดขึ้นโดยนิตยสาร BUSINESS+ ร่วมกับคณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ โดยรางวัลนี้มอบให้แก่ผู้บริหารระดับประธานเจ้าหน้าที่บริหารที่มีผลงานโดดเด่นในแต่ละอุตสาหกรรม
- รางวัล Global Silver Winner, Science – CSR จากการดำเนินโครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล จากเวที Green World Awards 2023 ซึ่งเป็นการประกวดรางวัลความรับผิดชอบต่อสังคมด้านสิ่งแวดล้อมระดับนานาชาติ จัดโดย The Green Organization องค์กรอิสระที่มีชื่อเสียงในการส่งเสริมการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมและเป็นที่ยอมรับในระดับสากล โดย ปตท.สผ. ได้รับรางวัลนี้เป็นครั้งแรกและเป็นบริษัทเดียวจากประเทศไทยที่ได้รับรางวัลในครั้งนี้

โดยรางวัลทั้งหมดที่ได้รับนี้ เป็นความภาคภูมิใจของ ปตท.สผ. และจะเป็นแรงผลักดันให้ ปตท.สผ. มุ่งมั่นดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ โปร่งใส ตรวจสอบได้ โดยคำนึงถึงผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย เพื่อให้บรรลุวิสัยทัศน์ในการเป็น Energy Partner of Choice ต่อไป



## ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2566

### ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยไตรมาส 2 ปี 2566 อยู่ที่ 77.59 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 1 ที่ 80.2 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ในภาพรวมเกิดจากความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอย เนื่องจากธนาคารกลางสหรัฐฯ และยุโรปมองว่ายังมีความจำเป็นต้องขึ้นดอกเบี้ยนโยบายอย่างต่อเนื่องเพื่อสกัดภาวะเงินเฟ้อ รวมถึงเศรษฐกิจประเทศจีนที่ขยายตัวน้อยกว่าที่คาดส่งผลกระทบต่อราคาการอุปสงค์น้ำมันดิบลดลง

เดือนเมษายน ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 83.4 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากเดือนก่อนหน้าประมาณ 5 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล เนื่องจาก อุปทานน้ำมันดิบปรับตัวลดลง หลังกลุ่ม OPEC+ มีมติปรับลดกำลังการผลิตลงเพิ่มเติมรวมทั้งสิ้น 1.66 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคมเป็นต้นไปจนถึงสิ้นปี 2567 โดยรวมทั้งสิ้นกำลังการผลิตจะปรับลดลงกว่า 3.66 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นสัดส่วนที่ประมาณร้อยละ 3.7 ของอุปทานน้ำมันดิบโลกเมื่อเปรียบเทียบกับกำลังการผลิตในปี 2565

เดือนพฤษภาคม ราคาน้ำมันดิบดูไบลดลงมาอยู่ที่ระดับ 74.9 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล ลดลงจากเดือนก่อนถึง 8 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล โดยได้รับแรงกดดันต่อเนื่องจากความวิตกกังวลต่อเศรษฐกิจโลกที่อาจส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้น้ำมันที่ชะลอลงจากนโยบายการเงินที่เข้มงวด และการขึ้นอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ และยุโรปเพื่อลดอัตราเงินเฟ้อ และความเสี่ยงจากการผิดชำระหนี้ของรัฐบาลสหรัฐฯ ภายใต้การเจรจาขยายเพดานหนี้ (US Debt Ceiling) ให้ทันระยะเวลาดำเนินการในเดือนพฤษภาคม นอกจากนี้ ยังมีความกังวลเกี่ยวกับภาคธนาคารของสหรัฐฯ อีกครั้ง หลังสถาบันคุ้มครองเงินฝากสหรัฐฯ เข้ายึดธนาคาร First Republic Bank เนื่องจากประสบปัญหาขาดสภาพคล่อง

ในเดือนมิถุนายน ราคาน้ำมันดิบดูไบค่อนข้างคงที่อยู่ที่เฉลี่ย 75 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล โดยเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบแคบ ๆ ถึงแม้จะมีปัจจัยบวกเกิดขึ้น เช่น การประกาศปรับลดกำลังการผลิตของซาอุดีอาระเบียในเดือนกรกฎาคม ที่ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน รวมถึงปริมาณน้ำมันดิบคงคลังสหรัฐฯ ที่มีแนวโน้มปรับลดลงจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคายังได้รับแรงกดดันจากความกังวลเศรษฐกิจโลกที่มีแนวโน้มชะลอลงจากอัตราดอกเบี้ยของสหรัฐฯ และยุโรปที่อยู่ในระดับสูง และการผลิตในภาคอุตสาหกรรมทั่วโลกเริ่มชะลอลง รวมถึงเศรษฐกิจจีนที่เติบโตน้อยกว่าคาดการณ์

### ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ในไตรมาส 2 ปี 2566 ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 1 ปี 2566 จากราคาเฉลี่ย 16.36 มาอยู่ที่ 10.94 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู สาเหตุหลักจากระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังของกลุ่มประเทศในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือยังคงอยู่ในระดับสูงต่อเนื่องจากไตรมาสก่อนหน้า เนื่องจากสภาพอากาศในฤดูหนาวที่ผ่านมามีไม่รุนแรงเท่าที่คาดการณ์ไว้ ส่งผลให้ความต้องการใช้ LNG ที่กักตุนไว้ต่ำกว่าที่คาด ซึ่งราคาที่ปรับตัวลงในเดือนเมษายนที่ 12.08 และเดือนพฤษภาคมที่ 9.83 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียูนั้น ส่งผลให้ประเทศในภูมิภาคเอเชียใต้ เช่น อินเดีย บังคลาเทศ เวียดนาม ฟิลิปปินส์ รวมถึงไทย สนใจซื้อ Asian Spot LNG เพิ่มขึ้น เพื่อรองรับความต้องการผลิตไฟฟ้าในฤดูร้อน ทั้งนี้ ราคา Asian Spot LNG ได้ปรับตัวขึ้นในเดือนมิถุนายนจากความต้องการในเอเชียที่สูงขึ้นดังที่กล่าว รวมถึงอุปทานก๊าซธรรมชาติในยุโรปที่ลดลงจากกรณี Nyhamna Gas Processing Plant ในประเทศนอร์เวย์ซึ่งเป็นอุปทานหลักของก๊าซธรรมชาติให้ประเทศในยุโรปขยายเวลาหยุดซ่อมบำรุงถึง 1 เดือน โดยราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน อยู่ที่ 11.01 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู

### ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนเมษายน ปี 2566 อยู่ที่ ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2565 โดยการเพิ่มขึ้นนี้อยู่ในรูปแบบของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ก๊าซธรรมชาติ และ LNG ในภาคการขนส่งและอุตสาหกรรม ซึ่งโดยรวมแล้ว แสดงถึงการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

### อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ.

ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2566 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สหรัฐ. อ่อนค่าลงจาก 34.10 เมื่อสิ้นไตรมาส 1 มาปิดที่ 35.59 ณ สิ้นไตรมาส 2 การอ่อนค่านี้เกิดจากปัจจัยด้านต่างประเทศและปัจจัยเฉพาะของเศรษฐกิจไทย ได้แก่ การดำเนินนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่ยังคงขึ้นอัตราดอกเบี้ยเพื่อต่อสู้กับภาวะเงินเฟ้อ สภาพเศรษฐกิจของประเทศจีนที่ฟื้นตัวต่ำกว่าคาด นักลงทุนชาวต่างชาติส่งเงินกลับประเทศตามรอบการรับเงินปันผล และความไม่แน่นอนทางการเมืองในประเทศไทย ปัจจัยดังกล่าวทำให้เงินบาทอ่อนค่าลง ในเชิงนโยบาย ธนาคารแห่งประเทศไทยปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายจากร้อยละ 1.75 ในเดือนมีนาคม เป็นร้อยละ 2 ในเดือนพฤษภาคม



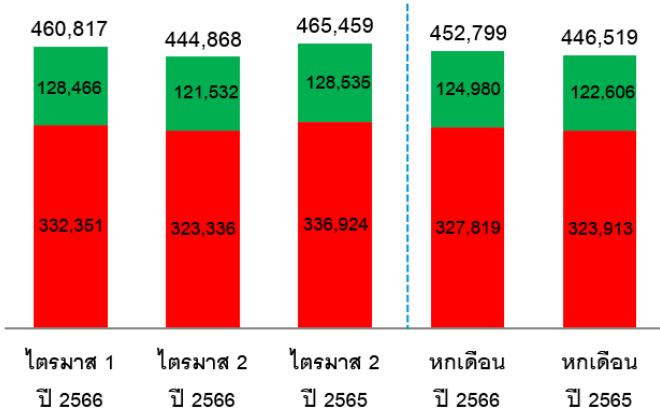
ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

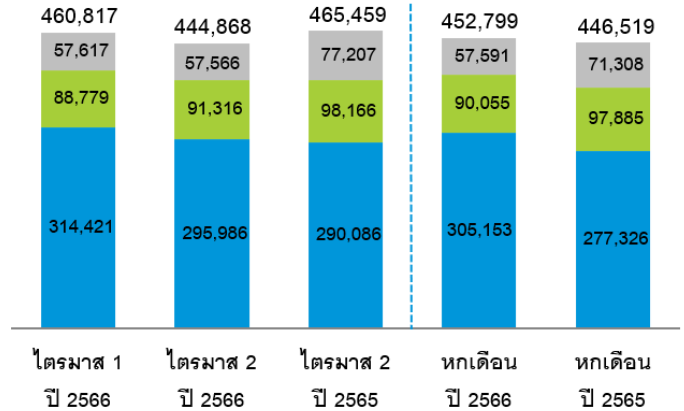
ตามชนิดปิโตรเลียม

■ ก๊าซธรรมชาติ ■ น้ำมันดิบและคอนเดนเสท



ตามส่วนภูมิภาค

■ ประเทศไทย ■ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ■ ภูมิภาคอื่นๆ



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2566	หกเดือน ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (BOE)	50.01	45.72	55.61	(4.29)	(9.89)	47.89	53.59	(5.70)
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (BOE)	78.14	73.66	105.47	(4.48)	(31.81)	75.95	98.72	(22.77)
ราคาก๊าซธรรมชาติ (MMBTU)	6.52	5.87	6.10	(0.65)	(0.23)	6.20	6.08	0.12
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (BBL)	80.23	77.59	108.22	(2.64)	(30.63)	78.92	102.17	(23.25)

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

ไตรมาส 2 ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 444,868 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงร้อยละ 3 จากไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 460,817 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อเดือนมีนาคมปีนี้ สหกิจกับโครงการจี 2/61 และโครงการอภิตยที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น ในขณะที่เดียวกันราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 9 เป็น 45.72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 1 ปี 2566 : 50.01 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 2 ปี 2566 กับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 465,459 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 4 โดยหลักจากโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทานเมื่อเดือนมีนาคมปีนี้ และโครงการโอมาน แปลง 61 มีสัดส่วนการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณลดลง สหกิจกับโครงการจี 2/61 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น ในขณะที่เดียวกันราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 18 เป็น 45.72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 2 ปี 2565 : 55.61 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)



### งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2565 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 เป็น 452,799 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (งวดหกเดือน ปี 2565 : 446,519 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 รับรู้ปริมาณการขายเต็มงวดหกเดือน อย่างไรก็ตามราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 11 เป็น 47.89 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดหกเดือน ปี 2565 : 53.59 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

### ผลการดำเนินงานรวม

#### ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 610 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 41 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 7 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นโดยหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าในไตรมาสนี้ (ไตรมาส 1 ปี 2566 : รับรู้ขาดทุน) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 610 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 585 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 7 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไร 592 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 269 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 68 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้ลดลง 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย ประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซียตามกำไรที่ลดลง นอกจากนี้ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 113 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการปรับปรุงทางบัญชีในไตรมาส 1 ปี 2566 ของโครงการบงกชเมื่อสิ้นสุดสัมปทาน และค่าภาคหลวงลดลง 47 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 48 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจำนวน 27 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นขาดทุน 44 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

#### ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 610 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. หรือร้อยละ 2 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงจากขาดทุนในไตรมาส 2 ปีก่อนเป็นกำไรในไตรมาสนี้ โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 610 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 585 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ลดลง 62 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไร 647 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 459 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง ในขณะที่ภาษีเงินได้ลดลง 227 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย ประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซียตามกำไรที่ลดลง นอกจากนี้ค่าภาคหลวงลดลง 85 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และโครงการในประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายลดลง ในขณะที่เดียวกันค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 44 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการมาเลเซีย แพลง เค และรายได้ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 31 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. จากเงินสดคงเหลือเพิ่มขึ้นและอัตราดอกเบี้ยที่สูงขึ้น

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 จำนวน 25 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 72 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 47 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 2 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 4 ล้านดอลลาร์สหรัฐ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 2 ปีก่อนรับรู้ขาดทุนที่ 38 ล้านดอลลาร์สหรัฐ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market

จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนั้นไตรมาสนี้มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศจำนวน 9 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการจ่ายเงินปันผลในเดือนเมษายน ปี 2566 ซึ่งเป็นช่วงที่เงินบาทอ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาส 2 ปีก่อนรับรู้ขาดทุนที่ 44 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับเงินลูกหนี้การค้าในช่วงที่เงินบาทอ่อนค่าลง

### งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 จำนวน 1,180 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 262 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 29 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 918 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงจากขาดทุนจำนวนมากในงวดหกเดือนปีก่อนเป็นกำไรในงวดหกเดือนปีนี้ โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 จำนวน 1,180 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 จำนวน 1,178 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 39 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีกำไร 1,217 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 296 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยลดลง ในขณะที่ปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 119 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช รวมถึงโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น สุทธิกับภาษีเงินได้ลดลง 185 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย ประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซียตามกำไรที่ลดลง รวมถึงค่าภาคหลวงลดลง 109 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากโครงการสัญญาแบ่งปันผลผลิตในประเทศไทยมีสัดส่วนรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และโครงการในประเทศมาเลเซียมีรายได้จากการขายลดลง นอกจากนั้นรายได้ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินสดคงเหลือเพิ่มขึ้น และอัตราดอกเบี้ยที่สูงขึ้น

กำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 จำนวน 2 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 301 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีขาดทุน 299 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 7 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่งวดหกเดือนปีก่อนรับรู้ขาดทุนที่ 278 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 153 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2565	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	หกเดือน ปี 2566	หกเดือน ปี 2565	เพิ่ม(ลด) YTD
(หน่วย: ล้านดอลลาร์ ทรอ.)								
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	664	626	682	(38)	(56)	1,289	1,313	(24)
ประเทศไทย	413	384	480	(29)	(96)	797	898	(101)
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	163	173	152	10	21	336	318	18
ตะวันออกกลาง	69	39	56	(30)	(17)	107	110	(3)
ออสเตรเลีย	1	(1)	(1)	(2)	-	(1)	(2)	1
อเมริกา	(2)	(3)	(4)	(1)	1	(5)	(11)	6
แอฟริกา	19	33	(6)	14	39	53	(9)	62
อื่นๆ	1	1	5	-	(4)	2	9	(7)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(95)	(16)	(82)	79	66	(109)	(395)	286
รวม	569	610	600	41	10	1,180	918	262

ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 610 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 41 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ ทรอ. โดยหลักจากการขาดทุนลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 79 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง 30 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ประเทศไทย 29 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สุทธิกับแอฟริกาเพิ่มขึ้น 14 ล้านดอลลาร์ ทรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 16 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 79 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีขาดทุนสุทธิ 95 ล้านดอลลาร์ ทรอ. โดยหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าจากเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นขาดทุนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• ตะวันออกกลาง

ในไตรมาส 2 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 39 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 30 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 69 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงจากปริมาณการขายที่ลดลง

• ประเทศไทย

ในไตรมาส 2 ปี 2566 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ ทรอ. ลดลง 29 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 413 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงโดยหลักจากโครงการบงกชสิ้นสุดสัมปทาน สุทธิกับโครงการจี 2/61 ที่มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น

• แอฟริกา

ในไตรมาส 2 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกามีกำไรสุทธิ 33 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เพิ่มขึ้น 14 ล้านดอลลาร์ ทรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 19 ล้านดอลลาร์ ทรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น

## ไตรมาส 2 ปี 2566 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 2 ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 610 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 10 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการขาดทุนลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 66 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 96 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับแอฟริกาเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 2 ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 16 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 66 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 82 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 2 ปีก่อนรับรู้ขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

#### • ประเทศไทย

ในไตรมาส 2 ปี 2566 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 384 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 96 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 480 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายลดลง

#### • แอฟริกา

ในไตรมาส 2 ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกามีกำไรสุทธิ 33 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 6 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอราเคซ ที่เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีก่อน

## งวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 เปรียบเทียบกับ ปี 2565

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 มีกำไรสุทธิ 1,180 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 262 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 918 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการขาดทุนลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 286 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 101 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับแอฟริกาเพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 109 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 286 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 395 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่งวดหกเดือนปีก่อนรับรู้ขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก

### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

#### • ประเทศไทย

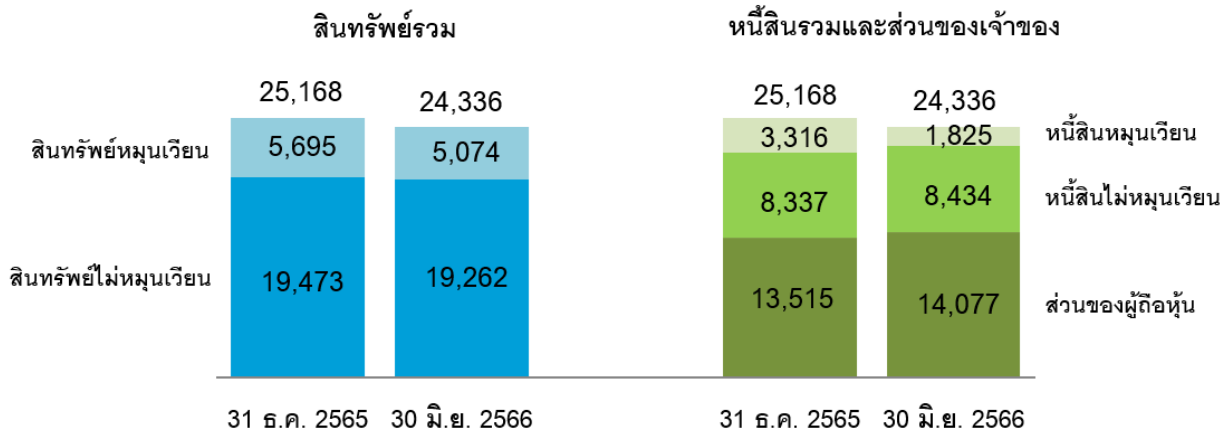
สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 797 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 101 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 898 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง สุทธิกับปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ในขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากการขายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช

#### • แอฟริกา

สำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2566 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีกำไรสุทธิ 53 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 62 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดหกเดือนสิ้นสุดเดือนมิถุนายน ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 9 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอราเคซ ที่เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีก่อน

**ฐานะการเงิน**

หน่วย : ล้านบาท



**สินทรัพย์**

ณ วันที่ 30 มิถุนายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 24,336 ล้านบาท ลดลง 832 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 25,168 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยลดลง 621 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 474 ล้านบาท ประกอบกับลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นลดลง 325 ล้านบาท รวมถึงสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 130 ล้านบาท โดยหลักจากการปรับปรุงรายการบัญชีเงินจ่ายล่วงหน้าที่เกี่ยวข้องกับประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต ซึ่งเป็นไปตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช อย่างไรก็ตาม สู้เทียบกับเงินลงทุนระยะสั้นที่เพิ่มขึ้น 209 ล้านบาท
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์สิทธิการใช้ ค่าความนิยม และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า แนวทางที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้น 464 ล้านบาท โดยหลักจากโครงการจี 2/61 โครงการจี 1/61 และโครงการชอติกา แต่สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนโดยรวมลดลง 211 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 371 ล้านบาท และค่าความนิยมลดลง 75 ล้านบาท โดยหลักจากรายการปรับปรุงทางบัญชีเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช ในขณะเดียวกันสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าลดลง 118 ล้านบาท โดยหลักจากโครงการมาเลเซีย

**หนี้สิน**

ณ วันที่ 30 มิถุนายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 10,259 ล้านบาท ลดลง 1,394 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 11,653 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ลดลง 1,491 ล้านบาท สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 649 ล้านบาท จากการจ่ายภาษีสำหรับปี 2565 ในเดือนพฤษภาคม ปี 2566 ประกอบกับประมาณการหนี้สินระยะสั้นลดลง 384 ล้านบาท โดยหลักจากหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิตเมื่อสิ้นสุดสัมปทานของโครงการบงกช และประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาวรา นอกจากนี้เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นลดลง 295 ล้านบาท
- หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิต โดยเพิ่มขึ้น 97 ล้านบาท สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 254 ล้านบาท โดยหลักจากโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามหนี้สินตามสัญญาเช่าลดลง 80 ล้านบาท และหนี้กู้ยืมลดลง 61 ล้านบาท โดยหลักจากการซื้อคืนหุ้นกู้ไม่ได้อยู่สิทธิของบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด สู้เทียบกับการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ได้อยู่สิทธิจำนวน 1,500 ล้านบาท (เทียบเท่า 45 ล้านบาท)

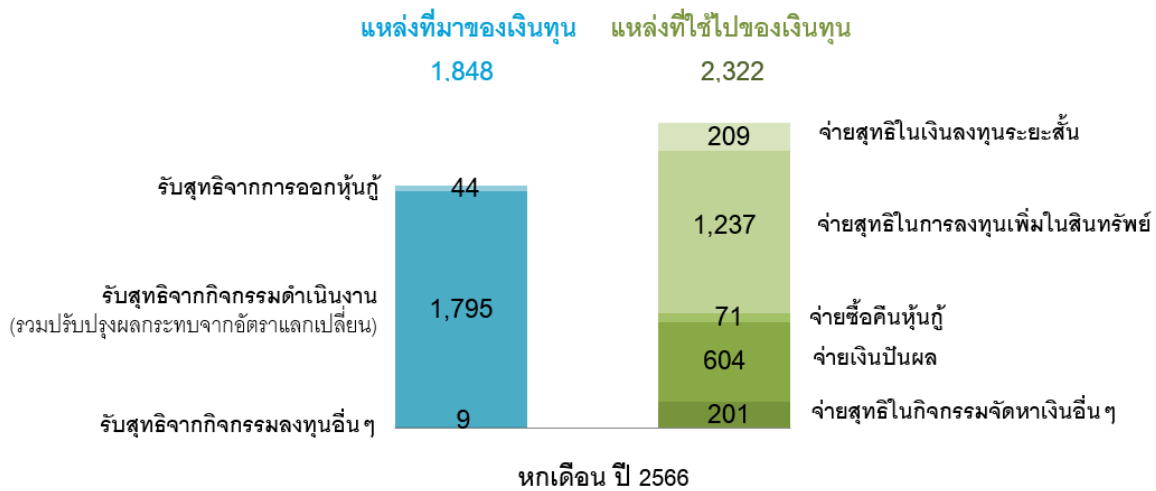


ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 30 มิถุนายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 14,077 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 562 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 จำนวน 13,515 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวดหกเดือน ปี 2566 สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน ปี 2566 โดยส่วนของเจ้าของนี้ได้รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการออกหุ้นสามัญใหม่ของบริษัทย่อยในเครือบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด ให้แก่ผู้ลงทุนภายนอก

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



ณ วันที่ 30 มิถุนายน ปี 2566 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,065 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 474 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2565 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 3,539 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 1,848 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ รวมถึงเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมจัดหาเงินจากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ค้ำประกันจำนวน 1,500 ล้านบาท (เทียบเท่า 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 2,322 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 และโครงการชอติกา ประกอบด้วยเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมลงทุนจากการจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะสั้น และเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายซื้อคืนหุ้นกู้ไม่ค้ำประกันของบริษัท PTTEP Canada International Finance Limited และบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด รวมถึงการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2565 และการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างงวดหกเดือน ปี 2566

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 1 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2566	ไตรมาส 2 ปี 2565	หกเดือน ปี 2566	หกเดือน ปี 2565
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin)	72.54	76.90	75.19	74.58	76.34
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	16.99	16.81	12.32	16.81	12.32
อัตรากำไรสุทธิ	22.28	23.30	18.40	23.30	18.40
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.27	0.26	0.33	0.26	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.56	0.58	0.69	0.58	0.69

หมายเหตุ:

- อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาล โอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง
- อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวมย้อนหลัง 12 เดือน
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
- อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา



## ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

### การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

ณ ไตรมาส 2 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สม. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 14 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

#### โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สม. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาส 2 ปี 2566 กลุ่ม ปตท.สม. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 295,986 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 67 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 91,316 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 21 ของปริมาณการขายทั้งหมด



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<b>โครงการในประเทศไทย</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)</b>			
1. เอส 1	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซแอลพีจี ปัจจุบันโครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผน รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. อาทิตย์	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติจากแท่นหลุมผลิตใหม่ และสามารถผลิตก๊าซ ได้มากกว่าอัตราการซื้อขายสูงสุดที่อัตราเฉลี่ย 340 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
3. คอนแท็ค 4	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
4. บี 8/32 และ 9 เอ	25%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ในเดือนมีนาคม 2566 เรือรับก๊าซฯ ของผู้ดำเนินการเกิดอุบัติเหตุขณะทำการบำรุงรักษา เป็นเหตุให้ต้องหยุดการผลิตชั่วคราว คาดว่าจะสามารถกลับมาผลิตได้ในเดือนกันยายน 2566
5. จี 1/61 (แหล่งเอราวัน)	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ เมื่อวันที่ 28 มิถุนายน 2566 โครงการบรรลุเป้าหมายการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอัตราเฉลี่ย 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมผลิต และมีแผนติดตั้งแท่นผลิตใหม่เพิ่มเติมอีกจำนวน 4 แท่นในปี 2566 พร้อมเป้าหมายเพิ่มการผลิตไปที่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายในเดือนเมษายน ปี 2567
6. จี 2/61 (แหล่งบงกช)	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการมีปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติที่อัตราเฉลี่ย 840 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และได้ดำเนินการสร้างและติดตั้งแท่นผลิตและเจาะหลุมพัฒนาปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับการผลิตตามสัญญา
7. พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA)	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการได้เจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต นอกจากนี้โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนาเพิ่มเติม เพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการในระยะต่อไป
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
8. จี 1/65	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการจัดทำแผนงานและงบประมาณ เพื่อขออนุมัติเริ่มกิจการปิโตรเลียมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
9. จี 3/65	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการจัดทำแผนงานและงบประมาณ เพื่อขออนุมัติเริ่มกิจการปิโตรเลียมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<b>โครงการในเมียนมา</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)</b>			
10. ซอติกา	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมาะตะมะ ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการ รวมทั้งเจาะหลุมประเมินเสร็จสิ้นจำนวน 4 หลุม และได้เริ่มการผลิตจากเฟส 1D เพื่อรักษาระดับการผลิต
11. ยาดานา	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ปัจจุบันโครงการสามารถดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติได้อย่างต่อเนื่อง
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
12. เมียนมา เอ็ม 3	100%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมาะตะมะ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างรอการพัฒนา
<b>โครงการในมาเลเซีย</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)</b>			
13. มาเลเซีย แปลง เค	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และ แหล่ง Gumusut-Kakap (GK) ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการหยุดการผลิตประมาณ 1.5 เดือน เพื่อตรวจสอบการทำงานของเรือบรรทุกน้ำมัน ปัจจุบันโครงการกลับมาดำเนินการผลิตปกติและอยู่ระหว่างเร่งการผลิตเพื่อให้เป็นไปตามแผนงาน
14. มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการมีการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจากการเจาะหลุมผลิต (Infill Well)
15. มาเลเซีย แปลง เอช	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ตามแผนงาน เพื่อรองรับความต้องการของผู้ซื้อ
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
16. มาเลเซีย เอสเค 410 บี	42.5%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้นในแหล่ง Lang Lebah และได้เริ่มเจรจาสัญญากับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เพื่อประกอบการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ตามแผนงาน สำหรับแหล่ง Paprika โครงการเริ่มศึกษาแนวทางเพื่อเริ่มการพัฒนาแหล่งต่อไป
17. มาเลเซีย เอสเค 417	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างเตรียมการเจาะหลุมเพื่อประเมินศักยภาพของแหล่ง Nangka รวมถึงทำการศึกษาและวางแผนเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม และได้เริ่มทำการศึกษาและการพัฒนาแหล่ง Dokong เพื่อเริ่มต้นขบวนการพัฒนาต่อไป
18. มาเลเซีย เอสเค 405 บี	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างการพัฒนาแหล่ง Sirung โดยได้ดำเนินการศึกษาศักยภาพการผลิต ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ปี 2566 และได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมเสร็จสิ้นตามแผนงานของปี 2566 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการประเมินผลหลังจากพบศักยภาพปิโตรเลียม



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
19. มาเลเซีย เอสเค 438	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม และเตรียมการเจาะหลุมสำรวจตามแผนงานอีกจำนวน 1 หลุม ในไตรมาส 3 ปี 2566
20. มาเลเซีย เอสเค 314 เอ	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการทบทวนศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ ภายใต้การขยายระยะเวลาสำรวจระยะที่ 3 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินผลและจะดำเนินการแจ้งให้กับผู้ร่วมทุนรับทราบต่อไป
21. มาเลเซีย พีเอ็ม 407	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการเริ่มเจาะหลุมสำรวจหลุมแรกตามข้อผูกพันของแปลงสำรวจ
22. มาเลเซีย พีเอ็ม 415	70%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในปี 2565 โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพของโครงสร้างอื่น ๆ ทั้งหมดในแปลงสัมปทาน และพบว่าไม่มีโครงสร้างที่มีศักยภาพเพียงพอต่อการสำรวจและการพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้ ไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการยื่นขอคืนแปลงสำรวจหลังจากครบอายุช่วงเวลาสำรวจ
23. มาเลเซีย เอสบี 412	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบารุ ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการได้ดำเนินการศึกษาด้านธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ
24. มาเลเซีย เอสเค 325	32.5%	PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างขั้นตอนเตรียมการเพื่อเริ่มแผนการสำรวจธรณีฟิสิกส์และข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ
<b>โครงการในเวียดนาม</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)</b>			
25. เวียดนาม 9-2	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการเจรจาและเตรียมข้อเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2566
26. เวียดนาม 16-1	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการอยู่ระหว่างการเจรจาและเตรียมข้อเสนอสำหรับการขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2566
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
27. เวียดนาม บี และ 48/95 และ เวียดนาม 52/97	8.5% 7%	Vietnam Oil and Gas Group	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2569 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตเพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลางและแอฟริกา



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<b>โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)</b>			
28. โอมาน แปลง 6 และ โอมาน แปลง 53	2% 1%	Petroleum Development Oman / Occidental	โครงการโอมาน แปลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แปลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+
29. โอมาน แปลง 61	20%	BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 57,000 บาร์เรลต่อวัน
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
30. โอมาน ออนซอร์ แปลง 12	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2566 – 2567
<b>โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
31. อาบูดาบี ออฟชอร์ 1	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อวางแผนสำรวจและจัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ต่อไป
32. อาบูดาบี ออฟชอร์ 2	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการได้จัดเตรียมแผนเพื่อพัฒนาพื้นที่ที่มีการค้นพบปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการพิจารณาของหน่วยงานรัฐ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
33. อานบูดาบี ออฟชอร์ 3	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอานบูดาบี ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567 – 2571
34. ชาร์จาร์ ออนชอร์ แอลจีเรีย เอ	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาร์ โครงการอยู่ระหว่างการศึกษามูลค่าทางธรณีวิทยาเพิ่มเติม และเตรียมความพร้อมในการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ในปี 2567
35. ชาร์จาร์ ออนชอร์ แอลจีเรีย ซี	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาร์ โครงการอยู่ระหว่างการแปลงผลการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
<b>โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)</b>			
<b>โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)</b>			
36. แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,500 บาร์เรลต่อวัน
37. แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการบรรลุเป้าหมายในการผลิตน้ำมันดิบช่วงครึ่งปีแรกที่อัตราเฉลี่ย 13,000 บาร์เรลต่อวัน และอยู่ระหว่างการดำเนินการเพิ่มกำลังการผลิตไปที่อัตราเฉลี่ย 17,000 บาร์เรลต่อวันในปลายปี 2566
<b>โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)</b>			
38. โมซัมบิก แอลจีเรีย 1	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ปัจจุบันมีพัฒนาการที่ดีขึ้นอย่างต่อเนื่องและอยู่ระหว่างประเมินความเป็นไปได้ในการกลับเข้าพื้นที่
<b>โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา)</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)</b>			
39. แปลง 17/06	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา โดยเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการ โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2566

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<b>โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
40. พีทีทีไอพี ออสเตรเลเชีย	90 - 100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในออสเตรเลีย ในไตรมาส 2 ปี 2566 โครงการได้ทำการสละหลุมถาวรจำนวน 2 หลุม ในแปลง AC/RL4 และ AC/RL12 และได้ทำการคืนแปลง AC/RL4 ซึ่งหมดอายุสัญญา เมื่อวันที่ 15 มิถุนายน 2566 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการอนุญาติจากหน่วยงานรัฐ เพื่อดำเนินการคืนแปลงดังกล่าวต่อไป

โครงการในทวีปอเมริกา



โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<b>โครงการในแคนาดา</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
41. มาเรียนา ออยล์ แซนด์	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โครงการอยู่ระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป
<b>โครงการในสหรัฐเม็กซิโก (เม็กซิโก)</b>			
<b>โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)</b>			
42. เม็กซิโก แปลง 12 (2.4)	20%	Petronas	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐ
43. เม็กซิโก แปลง 29 (2.4)	16.67%	Repsol	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาเพื่อวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต

### การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีดังนี้

- ปัจจุบัน ปตท.สผ. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสะสมได้ประมาณ 1.9 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือเท่ากับการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยรวมได้ 11.2 จากปีฐาน 2563 ผ่านการบริหารจัดการการลงทุนในโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการจัดการหลุมผลิตที่เหมาะสม รวมทั้ง การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกผ่านโครงการต่าง ๆ นอกจากนี้ บริษัทอยู่ในระหว่างการศึกษาและออกแบบด้านวิศวกรรม (Front End Engineering Design: FEED) ในโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) ที่แหล่งอาทิตย และอยู่ระหว่างการศึกษาและพัฒนาโครงการ CCS ที่แหล่งล้ง เลอบาห์ รวมถึงอยู่ระหว่างการทำแนวความคิดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาปรับใช้ในทุกการดำเนินงานของบริษัท
- ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) ผ่านโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศ ในไตรมาส 2 ปี 2566 บริษัทได้บำรุงรักษาป่าชายเลนแปลงปลูกปี 2564 เป็นปีที่ 2 จำนวน 1,000 ไร่ และเตรียมการปลูกป่าชายเลน จำนวน 4,007.15 ไร่ รวมถึงเตรียมข้อมูลเพื่อขึ้นทะเบียนโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ (T-VER) กับองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. นอกจากนี้ ยังอยู่ระหว่างเตรียมการขอรับพื้นที่ปลูกป่าชายเลนแปลงปลูกปี 2566 จำนวน 5,000 ไร่ และประสานงานเตรียมการปลูกป่าบกเพื่อคาร์บอนเครดิต กว่า 21,000 ไร่ โดยอยู่ในพื้นที่กรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช จำนวน 6,730 ไร่ และพื้นที่กรมป่าไม้ จำนวน 14,345 ไร่ อีกด้วย

### การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

#### ธุรกิจเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

เป็นการลงทุนผ่าน บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ประกอบด้วย 1) หน่วยงานส่วนกลางของ ARV ที่ดำเนินงานด้านการวิจัยและพัฒนา เพื่อจัดหาโซลูชันทางธุรกิจด้วยเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ รวมถึงการบ่มเพาะและพัฒนาธุรกิจใหม่ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์ และ 2) หน่วยงานวิจัยย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่ เพื่อรองรับการเติบโตในรูปแบบ Deep Technology Start-up โดยในไตรมาส 2 ปี 2566 มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

#### 1) หน่วยงานส่วนกลางของ ARV

- ลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับ SRI International ซึ่งเป็นสถาบันวิจัยที่ถือกำเนิดจาก มหาวิทยาลัย Stanford เพื่อยกระดับความสามารถด้านการพัฒนาเทคโนโลยีเชิงลึก (Deep Technology) ของประเทศไทย ผ่านศูนย์วิจัยพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรม ปตท.สผ. หรือ PTIC และเขตนวัตกรรมระเบียงเศรษฐกิจภาคตะวันออก (EECi) บนพื้นที่วังจันทร์วัลเลย์ จังหวัดระยอง โดยมีเป้าหมายผลักดันประเทศไทยสู่การเป็นศูนย์กลางนวัตกรรมขั้นสูงแห่งภูมิภาคอาเซียน โดยพิธีลงนามจัดขึ้น ณ เมืองเมนโลพาร์ก รัฐแคลิฟอร์เนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา
- ประสบความสำเร็จในการนำหุ่นยนต์เคลื่อนที่อัตโนมัติ Autonomous Wellhead Platform Robot (Wellhead Robot) ไปทดสอบในสภาพแวดล้อมการทำงานจริงที่แท่นหลุมผลิตนอกชายฝั่งทะเล โดยผู้ใช้สามารถควบคุมใช้งานหุ่นยนต์จากระยะไกล (Tele-operations) และวิเคราะห์ข้อมูล ผ่าน ARV Platform ซึ่ง Wellhead Robot นี้ ถูกวางแผนให้สามารถปฏิบัติงานบนแท่นหลุมผลิตได้หลากหลายรูปแบบ อาทิเช่น การเปิดปิดวาล์วต่าง ๆ การเก็บตัวอย่างของเหลวในท่อ การเดินสำรวจลาดตระเวนเพื่อคอยตรวจจับค่าก๊าซมีเทน ไฮโดรเจนซัลไฟด์ หรืออุณหภูมิที่ผิดปกติ เป็นต้น

#### 2) หน่วยงานวิจัยย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่

##### บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบบำรุงใต้น้ำ (ROVULA)

- เดินหน้าขยายธุรกิจไปยังประเทศเวียดนาม โดยมุ่งเน้นที่กลุ่มธุรกิจพลังงานทดแทน ซึ่ง ROVULA ได้เซ็นสัญญาแต่งตั้งตัวแทนนายหน้า (Agency Agreement) กับบริษัท ออยฟิลด์ เซอร์วิส เซส จำกัด และได้เข้าร่วมประมูล โครงการตรวจสอบสายเคเบิลใต้ทะเลให้แก่บริษัทผู้ผลิตพลังงานทดแทนในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นบริษัทผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานลมในทะเล (Offshore Wind Farm) ทางตอนใต้ของประเทศเวียดนาม โดยคาดการณ์ว่าจะทราบผลการประมูลภายในเดือนกรกฎาคม



- มุ่งพัฒนาผลิตภัณฑ์ XSpecor แพลตฟอร์มระยะสุดท้าย ซึ่งเป็นระบบจัดการและวิเคราะห์ข้อมูลบนระบบคลาวด์สำหรับงานตรวจสอบใต้ทะเล ซึ่งผู้ใช้งานสามารถเข้าไปดูผลการตรวจสอบได้แบบเรียลไทม์ (Real-time) ในระหว่างการทำงานนอกชายฝั่ง โดยคาดการณ์ว่าจะเริ่มให้บริการ XSpecor ในเชิงพาณิชย์ได้ในเดือนสิงหาคมนี้
- ZeaQuest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA และ บริษัท เมอร์เมต ซับซี เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) ได้รับสัญญาการดำเนินงานโครงการทำความสะอาด Marine Growth ตามโครงสร้างใต้ทะเล ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการรื้อถอนแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย (Decommissioning) โดยกำหนดวันเริ่มดำเนินงานในช่วงเดือนสิงหาคมเป็นระยะเวลา 3 เดือน

**บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ (SKYLLER)**

- ในวันที่ 17 – 19 พฤษภาคม 2566 SKYLLER ได้นำ Skyller Platform ร่วมจัดแสดงในงาน Future Energy Asia Exhibition and Summit 2023 (FEA 2023) ร่วมกับบูธของ ปตท.สผ. เพื่อสนับสนุนแนวคิดการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานแห่งเอเชียสู่อนาคตที่ยั่งยืน โดย Skyller Platform เป็นแพลตฟอร์มวิเคราะห์และประมวลผลอัจฉริยะ ที่ให้บริการตรวจสอบสินทรัพย์ โครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ อย่างครบวงจร ผ่านแพลตฟอร์มที่สามารถวิเคราะห์และประมวลผลข้อมูลต่าง ๆ จากโดรนหรือเซนเซอร์อื่น ๆ ได้อย่างสะดวก รวดเร็ว และแม่นยำ โดยสามารถนำเทคโนโลยีนี้ไปใช้ในการตรวจสอบได้ในหลากหลายอุตสาหกรรม อาทิ เช่น การตรวจสอบระบบสายส่งกำลังไฟฟ้า การตรวจสอบแผงโซลาร์เซลล์ และการตรวจสอบกังหันลมเพื่อการผลิตไฟฟ้า เป็นต้น
- ปฏิบัติงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐาน หลากหลายโครงการ อาทิเช่น โครงการตรวจสอบหอเผาไหม้ก๊าซ (Flare) และอุปกรณ์ต่าง ๆ บนแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเลด้วยอากาศยานไร้คนขับ (UAV) ในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยใช้โดรนบินสำรวจและเก็บข้อมูลในช่วงวันหยุดช่อมบ่ารุงใหญ่ ซึ่งสามารถตรวจจับความผิดปกติและประเมินความเสี่ยงเบื้องต้นได้อย่างรวดเร็ว โดยได้มีการดำเนินงานเสร็จเรียบร้อยแล้วในช่วงระหว่างวันที่ 8 – 17 พฤษภาคม 2566 และโครงการสำรวจเพื่อจัดทำข้อมูลดิจิทัลทางอากาศ และภาคพื้นด้วยอากาศยานไร้คนขับในบริเวณพื้นที่คลังน้ำมัน ให้แก่บริษัทในกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซ (Oil & Gas) ในประเทศไทย ซึ่งใช้โดรนบินสำรวจและเก็บข้อมูลบริเวณคลังน้ำมันในพื้นที่ 4 จังหวัด เพื่อนำข้อมูลไปจัดทำ plant digitalization สำหรับการต่อยอดการใช้ประโยชน์ในด้านอื่น ๆ ซึ่งมีการคาดการณ์ว่าดำเนินงานในช่วงเดือนมิถุนายนเป็นต้นไป

**บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านการเกษตร ป่าไม้ และคาร์บอนจากธรรมชาติ (VARUNA)**

- ร่วมนำเทคโนโลยี Smart Forest Solution จัดแสดงในงาน FEA 2023 ร่วมกับบูธของ ปตท.สผ. ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ช่วยประมวลผล วางแผนการบริหารจัดการพื้นที่ป่าไม้ ลดการปล่อยและเพิ่มการกักเก็บก๊าซเรือนกระจก โดยครอบคลุมถึงแพลตฟอร์ม Varuna Land Monitoring Service Forest ที่สามารถวิเคราะห์และบริหารจัดการการกักเก็บก๊าซเรือนกระจกในพื้นที่ป่าด้วยเทคโนโลยีดาวเทียม รวมถึงการใช้ข้อมูลและภาพถ่ายจากโดรนมาวิเคราะห์ด้วยเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ โดยแสดงผลออกมาในรูปแบบ Dashboard อีกทั้งยังช่วยในการติดตามและวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงขนาดของพื้นที่สีเขียวและติดตามสุขภาพของต้นไม้ และ แอปพลิเคชัน KANNA ที่สามารถระบุรายละเอียดและตำแหน่งของต้นไม้ เพื่อประเมินประเภทต้นไม้ของผู้ใช้งานที่สามารถบ่งบอกการมีส่วนร่วมช่วยดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์คำนวณเป็นจำนวนตันคาร์บอนไดออกไซด์ เพื่อมุ่งสู่เป้าหมายคาร์บอนเครดิตในภาคป่าไม้อย่างยั่งยืน
- ประสบความสำเร็จในการพัฒนา Geospatial distributed environment service หรือระบบการประมวลผลข้อมูลตำแหน่งทางภูมิศาสตร์ โดยระบบที่ทาง VARUNA พัฒนาขึ้นมา นั้น มีความเร็วในการประมวลผลมากกว่าปกติถึง 7 เท่า โดยจากเดิมที่การประมวลผลภาพถ่ายดาวเทียมใช้เวลาภาพละ 5 นาที จะเหลือเพียงภาพละ 45 วินาที อีกทั้งยังช่วยลดเวลากระบวนการประมวลผลจาก 3 วัน เหลือเพียงไม่เกิน 1 วันเท่านั้น ทำให้ปัจจุบัน VARUNA มีข้อมูลที่ใกล้เคียงข้อมูลตามเวลาจริงมากที่สุด
- ในไตรมาส 2 VARUNA ปิดรอบระดมทุน Series A โดยเงินลงทุนที่เพิ่มขึ้นและนักลงทุนเชิงกลยุทธ์ที่เข้ามาในรอบนี้ จะช่วยเสริมความแข็งแกร่งของ VARUNA ในการเป็นผู้นำด้าน Nature based carbon credit อย่างครบวงจร อีกทั้งยังช่วยต่อยอดการพัฒนา Platform ที่ใช้ในการจำหน่ายคาร์บอนเครดิต ยกระดับมาตรฐานคุณภาพตลาดคาร์บอนเครดิตเมืองไทย เพื่อรองรับการเติบโตที่จะเกิดขึ้นในอนาคตอันใกล้ ซึ่งคาดว่าจะการระดมทุนในรอบนี้จะเสร็จสิ้นสมบูรณ์ภายในไตรมาส 3

**บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีและเครือข่ายดิจิทัลทางสุขภาพ (CARIVA)**

- ร่วมมือกับ โรงพยาบาลเทพากร โรงพยาบาลกรุงเทพสนามจันทร์ และบริษัท เฮลท์ พลัส จำกัด (ในเครือ บริษัท กรุงเทพดุสิตเวชการ จำกัด (มหาชน) หรือ BDMS) เปิดตัวโครงการนำร่อง ห้องพยาบาลอัจฉริยะ (Smart Medical Room) แห่งแรก ณ โรงงาน Ingredient จังหวัดนครปฐม โดยได้รับการสนับสนุนจากโรงพยาบาลเทพากรที่นำทีมแพทย์อาสาสมัครมาให้บริการบนแอปพลิเคชัน ที่ให้บริการด้านสุขภาพแบบครบวงจร พร้อมด้วยอุปกรณ์ทางการแพทย์ที่ทันสมัย เพื่อใช้ประกอบการประเมินอาการเบื้องต้นก่อนการปรึกษาแพทย์ออนไลน์ ห้องพยาบาลอัจฉริยะนี้จะช่วยให้พนักงานเข้าถึงบริการการแพทย์ที่ได้มาตรฐานอย่างทั่วถึง และสะดวกสบาย
- ประสบความสำเร็จในการพัฒนา PreceptorAI ปัญญาประดิษฐ์ทางการแพทย์ ที่ทำหน้าที่เป็นผู้ช่วยบุคลากรทางการแพทย์ สำหรับการสืบค้น สรุป และตอบคำถามทางการแพทย์ โดยอ้างอิงข้อมูลจากแนวทางเวชปฏิบัติของแต่ละประเทศที่ระบบเปิดให้ใช้บริการ โดยในปัจจุบันการพัฒนา PreceptorAI อยู่ในระหว่างการทดสอบระบบโดยผู้ใช้งานจริง เพื่อนำความคิดเห็นและข้อเสนอแนะมาปรับปรุงผลิตภัณฑ์ก่อนเปิดให้ใช้บริการอย่างเต็มรูปแบบภายในสิ้นปี 2566 นี้
- ในวันที่ 14 – 15 มิถุนายน 2566 CARIVA ได้ร่วมออกบูธและจัดแสดงเทคโนโลยี ในงาน Thailand HR Tech 2023 ที่จัดโดยสมาคมการจัดการงานบุคคลแห่งประเทศไทย (PMAT) โดย CARIVA ได้นำเสนอโซลูชันด้านสุขภาพ 2 แอปพลิเคชันคือ แอปพลิเคชัน NextCercise ที่ช่วยเพิ่มการมีส่วนร่วมด้านการดูแลสุขภาพของคนในองค์กร รวมถึงช่วยลดภาระงานของฝ่ายทรัพยากรบุคคลในการจัดกิจกรรมส่งเสริมสุขภาพให้แก่พนักงาน และแอปพลิเคชัน ARVIC ที่ให้บริการการตรวจสุขภาพประจำปีแก่พนักงานในองค์กร และสามารถแสดงผลตรวจสุขภาพในรูปแบบของ HR Dashboard เพื่ออำนวยความสะดวกในการจัดเก็บและการบริหารข้อมูลสุขภาพพนักงานของฝ่ายทรัพยากรบุคคล นอกจากนี้ผู้ใช้บริการยังสามารถประเมินอาการเบื้องต้น และสอบถามข้อมูลทางการแพทย์ผ่าน PreceptorAI ที่อยู่ในแอปพลิเคชัน ARVIC ได้อีกด้วย

**หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ (BEDROCK)**

- มุ่งหน้าเผยแพร่ และส่งเสริมการใช้แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (City Digital Data Platform) ผ่านการจัดโครงการประชุมเชิงปฏิบัติการ และโครงการสัมมนา อบรมเชิงปฏิบัติการ โดยมีเป้าหมายเพื่อยกระดับนักบริหารท้องถิ่นให้เป็นนักพัฒนาเมืองอาชีพ และยกระดับการประสานความร่วมมือทางสังคมขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ภาคเอกชน และสถาบันการศึกษา เพื่อให้สามารถนำความรู้ เทคโนโลยี ปัญญาประดิษฐ์และนวัตกรรม ไปประยุกต์ใช้ในการดำเนินภารกิจต่าง ๆ เพื่อพัฒนาองค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด โดยในครึ่งปีแรก 2566 BEDROCK ได้มีการจัดโครงการเหล่านี้ไปแล้ว 8 ครั้ง และมีผู้เข้าร่วมโครงการทั้งสิ้นมากกว่า 100 หน่วยงานทั่วประเทศ
- ร่วมกับ บริษัท แคริวา ประเทศไทย (CARIVA) พัฒนาและทดสอบโซลูชันด้านการดูแลสุขภาพผู้язภาวะพึ่งพิง โดย BEDROCK ได้พัฒนา Dependent Person Map ซึ่งเป็นแผนที่แสดงตำแหน่งและรายละเอียดสำคัญรายบุคคลของผู้язภาวะพึ่งพิงสำหรับเจ้าหน้าที่หรือหน่วยงานที่รับผิดชอบ ร่วมกับอุปกรณ์ตรวจจับการล้ม (Fall detection tools) และ อุปกรณ์ตรวจสุขภาพเบื้องต้น (Care kit) ที่สามารถตรวจวัดอุณหภูมิ เลือด ออกซิเจนในเลือด และ น้ำตาลในเลือด โดยจะทำงานร่วมกับ แอปพลิเคชัน CARE KIT ของ CARIVA ที่จะทำหน้าที่เก็บข้อมูลและแสดงผลการตรวจสุขภาพให้ผู้язงาน เบื้องต้นจะมีการทดสอบการใช้งานโซลูชันครั้งแรกที่เทศบาลนครขอนแก่น หากสำเร็จจะสามารถขยายผลไปยังเทศบาลอื่น ๆ ต่อไป

**หน่วยธุรกิจด้านการทำ Digital Identity สำหรับหน่วยงานองค์กร และนิติบุคคล (BIND)**

- ในไตรมาสที่ผ่านมา BIND มีแผนธุรกิจที่มุ่งเน้นกลุ่มลูกค้าธนาคารในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดย BIND ประสบความสำเร็จในการบรรลุข้อตกลงหลักกับธนาคารพาณิชย์ของรัฐชั้นนำในประเทศไทย สำหรับการนำระบบ Digital Corporate Identity (DCID) ไปใช้เพื่อปรับปรุงกระบวนการ Know-your-customer (KYC) ของนิติบุคคล และขั้นตอนการเริ่มใช้งานผลิตภัณฑ์ทางการเงิน นอกจากนี้ BIND ยังมีการสร้างระบบและวางแผนการขยายผลิตภัณฑ์ DCID ให้กับกลุ่มลูกค้าทั้งในประเทศไทย และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ครอบคลุมถึงธนาคารพาณิชย์หลายแห่งในประเทศไทย สถาบันการเงินชั้นนำระดับโลกที่มีฐานในประเทศไทย และธนาคารในประเทศอินเดีย อย่างต่อเนื่อง คาดว่าจะสามารถลงนามในข้อตกลงครั้งแรกกับธนาคารหนึ่งแห่งในประเทศอินเดียได้ภายในปีนี้
- พัฒนาผลิตภัณฑ์ DCID อย่างต่อเนื่องโดยการเพิ่มคุณสมบัติใหม่ ๆ ได้แก่ การตรวจสอบการต่อต้านการฟอกเงิน (anti-money laundering check) การนำปัญญาประดิษฐ์มาช่วยในการเริ่มต้นใช้งาน (AI-assistant for onboarding) การนำปัญญาประดิษฐ์มาช่วยในกิจกรรมก่อนการขายของธนาคาร (AI-assistant in pre-sales activities of banks) รวมถึงโมดูลในการทำงานร่วมกัน

เพื่ออำนวยความสะดวกในการปฏิสัมพันธ์ระหว่างธนาคารและองค์กร โดยวางแผนที่จะเปิดตัวคุณสมบัติเหล่านี้ภายในไตรมาส 3 นอกจากนี้ยังได้พัฒนาคุณสมบัติใหม่อีก 2 รายการสำหรับกลุ่มธนาคารในประเทศไทย ได้แก่ การประทับตราอิเล็กทรอนิกส์ด้วยระบบอิเล็กทรอนิกส์ (e-corporate seal) โดยการใช้เทคโนโลยี NFT ซึ่งจะช่วยยกระดับการตรวจสอบรับรองเอกสาร เพิ่มความปลอดภัยและประสิทธิภาพสำหรับการดำเนินธุรกิจในประเทศไทย และโซลูชันการประสานงานร่วมกับกรมสรรพากรสำหรับการทำเอกสารประทับอิเล็กทรอนิกส์ (e-stamping) เพื่ออำนวยความสะดวกในขั้นตอนการประทับตราอิเล็กทรอนิกส์ตามกรอบการดำเนินงานของธนาคาร สำหรับตลาดในประเทศอินเดีย ขณะนี้อยู่ในขั้นตอนการรวมฐานข้อมูลท้องถิ่นทั้งหมด เข้ากับโซลูชันของ BIND เพื่อให้สามารถนำผลิตภัณฑ์ DCID ไปใช้กับระบบในประเทศอินเดียได้อย่างราบรื่นสมบูรณ์

## ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

### โครงการ Gas to Power

เป็นโครงการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพื่อนำไปผลิตกระแสไฟฟ้า โดยโครงการได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานรัฐบาลเมียนมาให้ดำเนินการตั้งแต่ปลายปี 2563 ปัจจุบันได้ชะลอโครงการออกไปก่อนเนื่องจากสถานการณ์ในประเทศเมียนมา

### โครงการผลิตกรีนอีเมทานอล

บริษัทได้มีการลงนามในบันทึกข้อตกลง Green Methanol Value Chain Collaboration กับ 5 บริษัทนานาชาติชั้นนำ เพื่อร่วมกันศึกษาโอกาสและความเป็นไปได้ (Feasibility studies) ในการจัดตั้งโรงงานผลิตกรีนอีเมทานอลที่ประเทศสิงคโปร์ โดยกรีนอีเมทานอลเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในหลายอุตสาหกรรม รวมถึงอุตสาหกรรมเดินเรือ ซึ่งมีการกำหนดกรอบกฎหมาย และมาตรฐานต่าง ๆ เช่น EU Emission Trading System (EU ETS), Fuel EU Maritime และเป้าหมายในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (IMO) นอกจากนี้ ในอุตสาหกรรมเดินเรือยังมีการสั่งผลิตเรือที่ขับเคลื่อนโดยเชื้อเพลิงเมทานอลเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้ การศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตกรีนอีเมทานอลนั้น จะสามารถช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างเป็นรูปธรรม และช่วยสนับสนุนการเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำตามเป้าหมายของบริษัทต่อไป

### โครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน

บริษัท พิวเจอร์เทค เอนเนอร์ยี เวนเจอร์ส จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยในกลุ่ม ปตท.สผ. ร่วมกับกลุ่มผู้ร่วมทุน ประกอบด้วย บริษัท POSCO Holdings บริษัท Samsung Engineering Co., Ltd. บริษัท Korea East-West Power Co., Ltd บริษัท Korea Southern Power Co., Ltd และบริษัท MESCAT Middle East DMCC ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ENGIE ได้ชนะการประมูลแปลงสัมปทานโครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน ในประเทศโอมาน และลงนามสัญญาพัฒนาโครงการ (Project Development Agreement) และสัญญาเช่าแปลงสัมปทาน (Sub-Usufruct Agreement) กับบริษัท Hydrogen Oman SPC (Hydrom) เพื่อเข้ารับสิทธิในการพัฒนาโครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน ในแปลงสัมปทาน Z1-02 เป็นระยะเวลา 47 ปี แปลง Z1-02 นี้ ตั้งอยู่ในจังหวัดคูคุม ทางตะวันออกของประเทศโอมาน ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 340 ตารางกิโลเมตร ซึ่งกลุ่มผู้ร่วมทุนจะทำการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility study) และการศึกษาเชิงเทคนิค (Technical study) รวมถึงประเมินมูลค่าการลงทุนของโครงการดังกล่าวต่อไป โดยคาดว่าจะเริ่มการผลิตกรีนไฮโดรเจนได้ในปี 2573 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 2.2 แสนตันต่อปี ด้วยไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแสงอาทิตย์ และลม ขนาดประมาณ 5 กิกะวัตต์ กรีนไฮโดรเจนที่ผลิตได้โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตกรีนแอมโมเนีย โดยจะผลิตกรีนแอมโมเนียในอัตราประมาณ 1.2 ล้านตันต่อปี และส่งออกไปยังประเทศเกาหลีใต้

### โครงการเกี่ยวกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

- บริษัทได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) หรือ CCS Hub Model โดยจะเริ่มศึกษาในพื้นที่ปฏิบัติการของกลุ่ม ปตท. จังหวัดระยองและชลบุรี เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียง
- บริษัทร่วมกับ บริษัท อินเป็กซ์ คอร์ปอเรชั่น และเจซีซี ไฮลด์ิงส์ คอร์ปอเรชั่น ซึ่งเป็นพันธมิตรจากประเทศญี่ปุ่น ศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ในประเทศไทย เพื่อรองรับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคอุตสาหกรรมในอนาคต

### โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ตั้งอยู่ในพื้นที่ อ.ลานกระบือ จ.กำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 ขณะนี้โครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566



## แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### ราคาน้ำมันดิบ

ด้านอุปสงค์ ความต้องการใช้น้ำมันดิบมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงไตรมาส 3 จากความต้องการใช้ตามฤดูกาลท่องเที่ยวของประเทศฝั่งตะวันตก และกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เพิ่มขึ้นอย่างช้า ๆ ในประเทศจีน อย่างไรก็ตาม อุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นถูกกดดันจากความกังวลเศรษฐกิจโลกที่มีแนวโน้มชะลอตัวลง จากนโยบายการเงินที่เข้มงวดของธนาคารกลางของสหรัฐฯและยุโรป ที่ยังคงมองว่าอัตราเงินเฟ้อยังอยู่ในระดับสูง และจำเป็นต้องขึ้นดอกเบี้ยต่อไปเพื่อให้เงินเฟ้อชะลอตัวลง

ด้านอุปทาน กลุ่ม OPEC+ มีมติปรับลดกำลังการผลิตลงกว่า 3.66 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยมีผลตั้งแต่ พฤษภาคม 2566 – ธันวาคม 2567 และประเทศซาอุดีอาระเบียประกาศลดกำลังการผลิตเพิ่มเติมในเดือนกรกฎาคม และสิงหาคมที่ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพื่อรักษาเสถียรภาพของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ทำให้คาดว่าอุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลกจะตึงตัวขึ้นในไตรมาส 3 นี้

ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าครึ่งหลังของปี 2566 อุปทานน้ำมันดิบจะตึงตัวเล็กน้อย แต่ตลาดยังมีความกังวลด้านเศรษฐกิจเป็นปัจจัยสำคัญ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบเคลื่อนไหวในกรอบราคา 70 – 80 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยยังคงต้องติดตามสถานการณ์ต่าง ๆ ต่อไป เช่น ตัวเลขเศรษฐกิจ การปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลาง นโยบายของกลุ่ม OPEC+ และรัสเซีย แผนการใช้น้ำมันดิบจากคลังสำรองน้ำมันดิบทางยุทธศาสตร์ สงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงยืดเยื้อ เป็นต้น

### ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สำหรับไตรมาส 3 – 4 ปี 2566 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่จะเพิ่มขึ้นประมาณ 20 ล้านตันต่อปี ส่งผลให้ปริมาณรวมอยู่ที่ 430 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากปี 2565) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ประมาณ 412 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมิถุนายน 2566) ทั้งนี้ ปตท.สผ. คาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2566 อยู่ประมาณ 13 – 17 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก PIRA เดือนพฤษภาคม และ Wood Mackenzie, FGE เดือนมิถุนายน 2566) โดยปัจจัยหลักที่กดดันราคา ได้แก่ ระดับ LNG คงคลังในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือที่ยังคงสูงทั้งจากฤดูหนาวที่ไม่รุนแรงดังที่คาดการณ์และการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากนิวเคลียร์และพลังงานหมุนเวียนในสัดส่วนสูงขึ้น และเศรษฐกิจยุโรปที่ยังไม่ฟื้นตัว ส่งผลต่อความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม อย่างไรก็ตาม ก็ยังมีปัจจัยที่ส่งให้ราคาเพิ่มขึ้นในช่วงครึ่งหลังของปีจากการเปิดเสรีการค้าสำหรับ LNG ในประเทศต่าง ๆ ของภูมิภาคเอเชียและคาดว่าประเทศในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือจะเริ่มเตรียมกักตุน LNG สำหรับฤดูหนาวของปี 2566 รวมถึงความต้องการจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจจีนซึ่งจะส่งผลอย่างมากต่อสมดุลของตลาด LNG

### เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2566 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.6 จากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยว โดยในครึ่งปีแรกภาคการท่องเที่ยวมีแนวโน้มฟื้นตัวที่ดี โดยเฉพาะนักท่องเที่ยวจากมาเลเซียและยุโรปมีจำนวนเพิ่มขึ้นมากกว่าคาด และคาดการณ์แนวโน้มภาคการท่องเที่ยวไทยในครึ่งปีหลังยังคงฟื้นตัวอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งจากการบริโภคภาคเอกชนที่ขยายตัวต่อเนื่องเป็นปัจจัยหลักสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยอีกด้วย อย่างไรก็ตาม การส่งออกสินค้ามีแนวโน้มฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ตามอุปสงค์ในกลุ่มประเทศเศรษฐกิจหลักและเงินที่ทยอยฟื้นตัว ธนาคารแห่งประเทศไทยมองว่าอัตราเงินเฟ้อทั่วไปลดลงกลับเข้าสู่กรอบเป้าหมายที่ร้อยละ 2.5 แต่ยังคงอยู่ในระดับสูงเทียบกับอดีต โดยคาดว่าจะลดลงต่อเนื่องในปี 2567

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2566 คาดว่ายังคงมีความผันผวนและอาจอ่อนค่าในระยะสั้นได้ ซึ่งเกิดจากความไม่แน่นอนในการจัดตั้งและนโยบายของรัฐบาลใหม่ของไทย และนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่ส่งสัญญาณจะขึ้นดอกเบี้ยอีก 2 ครั้งในปีนี้อาจทำให้อัตราเงินเฟ้อที่ยังคงอยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม คาดว่าจะเริ่มมีการแข็งค่าขึ้นในครึ่งหลังของปี 2566 เนื่องจากคาดการณ์การฟื้นตัวของภาคท่องเที่ยวที่ดีขึ้นและเสถียรภาพทางการเมืองเป็นปัจจัยหลักที่จะส่งผลบวกต่อค่าเงินบาท



แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 3 และปี 2566

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2566 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้



- หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
  2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2566 ที่ 75 – 80 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล
  3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
  4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง

**ปริมาณการขาย**

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ที่ประมาณ 470,000 และ 464,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ ลดลงจากปี 2565 โดยหลักจากปริมาณขายของโครงการต่างประเทศที่ลดลง

**ราคาขาย**

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6 – 24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 และทั้งปี 2566 จะอยู่ที่ประมาณ 5.8 และ 6.0 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ ลดลงจากปีก่อนหน้าโดยเป็นผลจากสัดส่วนปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (บงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีราคาก๊าซธรรมชาติต่ำกว่าในระบบสัมปทานเดิม รวมถึงการปรับลดลงของราคาก๊าซธรรมชาติ ตามราคาน้ำมันในตลาดโลกด้วย
- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันโดย ณ สิ้นไตรมาส 2 ปี 2566 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าว จำนวน 3.2 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

**ต้นทุน**

- สำหรับไตรมาส 3 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 27 – 28 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากต้นทุนต่อหน่วยของปี 2565 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่ลดลงจากสัดส่วนปริมาณขายของโครงการภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตที่มากขึ้น รวมถึงราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัทที่ปรับตัวลง และค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยที่ลดลง