บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 1 ปี 2567 **ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 81.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** ปรับตัวลดลงเล็กน้อยจากไตรมาสก่อนหน้าที่ 83.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ราคาน้ำมันดิบยังคงตัวอยู่ในระดับสูง เนื่องจากอุปทานน้ำมันดิบมีแนวโน้มตึงตัว โดยได้รับปัจจัยบวกจากกลุ่ม OPEC+ ที่ได้ตกลงขยายระยะเวลาการลดกำลังการผลิตจนถึงไตรมาส 2 ปี 2567 ประกอบกับสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในภูมิภาคตะวันออกกลาง รวมถึงความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงตึงเครียดอย่างต่อเนื่อง แม้ว่าราคาน้ำมันดิบในไตรมาส 1 นี้ ได้รับแรงกดดันจากความกังวลต่อการเติบโตของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะในสหรัฐอเมริกาและประเทศจีน ทั้งนี้ **คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2567 จะเคลื่อนไหวอยู่ในช่วง 70 – 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล** จากการคาดการณ์อุปทานน้ำมันดิบที่ตึงตัวมากขึ้น และการเพิ่มขึ้นของอุปสงค์จากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก โดยหลักจากแนวโน้มการปรับลดดอกเบี้ยนโยบายของสหรัฐอเมริกาและสหภาพยุโรปในช่วงครึ่งหลังของปี 2567 รวมถึงความต้องการใช้น้ำมันของประเทศจีนที่มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นเช่นกัน เมื่อพิจารณาความสมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน ปริมาณน้ำมันดิบสำรองทั่วโลกมีแนวโน้มปรับตัวลดลงจากความต้องการใช้น้ำมันที่เพิ่มขึ้นมากกว่าปริมาณที่ผลิตได้ ในส่วนของปัจจัยที่ต้องติดตาม ได้แก่ ปริมาณสำรองน้ำมันดิบหลังจากที่กลุ่ม OPEC+ ได้ขยายระยะเวลาลดกำลังการผลิต และการซื้อคืนน้ำมันดิบเข้าสู่คลังสำรองทางยุทธศาสตร์ของสหรัฐอเมริกา สถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในภูมิภาคตะวันออกกลางระหว่างอิราเอลและอิหร่าน ซึ่งอาจส่งผลต่ออุปทานน้ำมันดิบ รวมถึงสงครามรัสเซีย-ยูเครน และแนวโน้มการเติบโตของเศรษฐกิจในสหรัฐอเมริกา จีน และอินเดีย

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในไตรมาส 1 ปี 2567 มีความคืบหน้าที่สำคัญของ**โครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ที่ประสบความสำเร็จในการเพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติสู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน**ตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคม 2567 ซึ่งเร็วกว่าแผนงาน ทั้งนี้ เพื่อช่วยบรรเทาผลกระทบด้านพลังงานให้กับประชาชน และเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศ โดยมีแผนที่จะติดตั้งแท่นหลุมผลิต และดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษากำลังการผลิตอย่างต่อเนื่อง นอกจากนั้น สำหรับโครงการต่างประเทศ ผู้ร่วมทุนใน**โครงการยาดานา ประเทศเมียนมา** ได้แจ้งความจำนงในการยุติการลงทุนในโครงการ ส่งผลให้สัดส่วนของ ปตท.สผ. เปลี่ยนแปลงจากร้อยละ 37.0842 เป็นร้อยละ 62.9630 มีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2567 ในส่วนของความคืบหน้าใน**ธุรกิจใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน บริษัท วรุณา (ประเทศไทย) จำกัด** ซึ่งเป็นบริษัทย่อยภายใต้ บริษัท เอไอ แอนด์โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) **ได้พัฒนาโดรนสำหรับปลูกป่า** (Drone Plantation) ที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและลดเวลาในการปลูกป่าได้ถึง 10 เท่าเมื่อเทียบกับการใช้คน และยังช่วยให้สามารถเข้าไปปลูกป่าในพื้นที่ส่วนที่คนเข้าไม่ถึง นอกจากนี้ **บริษัท แคริว่า (ประเทศไทย) จำกัด ได้ประสบความสำเร็จในการระดมทุนรอบ** Series A โดยมีบริษัท กรุงเทพดุสิตเวชการ จำกัด (มหาชน) หรือ BDMS เป็นผู้ร่วมลงทุนหลัก โดยจะต่อยอดพัฒนานวัตกรรมปัญญาประดิษฐ์ทางการแพทย์ เพื่อมุ่งสู่เป้าหมายในการยกระดับมาตรฐานการบริการดูแลสุขภาพเชิงป้องกัน (Preventive Care) และการแพทย์เฉพาะบุคคล (Personalized Medicine) ต่อไป

สำหรับ**ผลประกอบการของบริษัทในไตรมาส 1 ปี 2567** กำไรจากการดำเนินงานปกติลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยของบริษัทลดลงร้อยละ 2 มาอยู่ที่ 47.24 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมถึงปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 473,048 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากรอบการส่งขายน้ำมันดิบของโครงการในประเทศแอลจีเรียลดลง สุทธิกับปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นจากโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ที่ได้เพิ่มกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติสู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันแล้ว ตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคมที่ผ่านมา นอกจากนั้น บริษัทยังคงรักษาต้นทุนต่อหน่วยให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้ โดยในไตรมาส 1 ปี 2567 ต้นทุนต่อหน่วยของบริษัทอยู่ที่ 28.96 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม กำไรสุทธิของบริษัทปรับตัวเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้าเล็กน้อย เนื่องจากในไตรมาส 4 ปี 2566 มีการบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว บริษัทจึงรายงานผลขาดทุนที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ในส่วนของฐานะการเงิน ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 27,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีหนี้สินรวม 12,033 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,685 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยรายงานส่วนของผู้ถือหุ้น 15,135 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับดีที่ 0.24 เท่า ซึ่งเป็นไปตามนโยบายทางการเงิน

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2566	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY / YTD
รายได้รวม	2,411	2,209	2,314	-202	-105
รายได้จากการขาย *	2,202	2,093	2,193	-109	-100
EBITDA **	1,662	1,568	1,616	-94	-48
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	514	524	569	+10	-45
กำไรต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.13	0.13	0.14	-	-0.01
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	603	543	592	-60	-49
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(89)	(19)	(23)	+70	+4

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ที่รับรู้ในระหว่างไตรมาส 4 ปี 2566*

กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

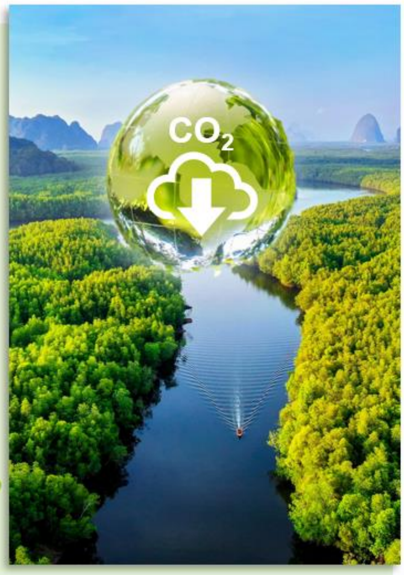
ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืน จากภายในสู่ภายนอก (From We to World) และสนับสนุนเป้าหมายด้านการพัฒนาอย่างยั่งยืนขององค์การสหประชาชาติ (United Nations - Sustainable Development Goal: UN SDGs) ที่คำนึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม บริษัทจึงมุ่งเน้นด้านการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน รับมือกับวิกฤต และการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อม ผ่าน 3 กลยุทธ์หลัก ดังนี้

การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และความมั่นคงทางพลังงาน โดยเฉพาะการตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
  - เพิ่มอัตราการผลิตและโอกาสการขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบจากโครงการในปัจจุบัน
  - เร่งดำเนินการโครงการพัฒนาแหล่งใหม่
  - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบปิโตรเลียม
- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน
- เน้นการลงทุนโครงการก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของต้นน้ำ และกลางน้ำ

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

- บริหารจัดการ E&P Portfolio เพื่อมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี 2593 (ปี 2050) ครอบคลุม Scope 1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง และ Scope 2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางอ้อมจากการใช้พลังงานในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ซึ่ง ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ (Operational Control) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้ม (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 (จากปีฐาน 2563)
- ดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกตามแผนงานและหาโอกาสจากการพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง
- 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)
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture, Utilization, and Storage: CCUS) การต่อยอดเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมถึงพลังงานในอนาคต

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

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

❶ *การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล*

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล และกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

- ดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ Mindful GRC ซึ่งมุ่งเน้นการบูรณาการด้าน GRC ในการดำเนินธุรกิจ และขับเคลื่อนโดยใช้เทคโนโลยีดิจิทัลอย่างมีประสิทธิภาพ และปลูกฝังกรอบแนวคิดให้พนักงานทุกคนตระหนัก และนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติงาน และพร้อมที่จะขยายผลแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังผู้มีส่วนได้เสียของ ปตท.สผ. และองค์กรอื่น ๆ ที่สนใจ
- ปรับปรุงกรอบการดำเนินงานด้าน GRC (GRC Operating Model) ให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น เพื่อเป็นหลักในการกำกับดูแลการบริหารงาน การติดตามและรายงานผลการดำเนินงานด้าน GRC ของโครงการต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศของ ปตท.สผ. รวมถึง บริษัทในกลุ่ม ปตท.สผ.
- ร่วมมือกับหน่วยงานบริหารผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ในการเตรียมจัดทำโครงการสำรวจความคิดเห็นและมุมมองของผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholder Engagement Survey) ที่ต่อการดำเนินงานด้าน GRC เพื่อนำผลการสำรวจมาวิเคราะห์และพัฒนาแนวทางการดำเนินงานที่เหมาะสม
- ศึกษาความเป็นไปได้และวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการพัฒนาระบบ GRC One Digital System ให้มีการเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างหน่วยงาน GRC หน่วยงานภายในและข้อมูลจากภายนอก เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการนำข้อมูลไปใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด
- สร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่องผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ เพื่อให้ผู้บริหารและพนักงานทุกคน ทั้งในและต่างประเทศมีความตระหนักรู้ ความเข้าใจ และนำหลักการ GRC ไปปรับใช้ในการดำเนินงาน โดยสื่อสารในหลายรูปแบบ เช่น จัดกิจกรรม GRC is in You Roadshow ในสำนักงานใหญ่ และโครงการต่าง ๆ ทั้งในและต่างประเทศ
- จัดหลักสูตร e-Learning รวมถึงส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก เช่น เผยแพร่ผ่านนิตยสารของบริษัทหรือนิตยสาร Explorer's Journal กิจกรรมเยี่ยมชมกิจการของผู้ถือหุ้น และ Facebook: PTTEP Shareholders Society นอกจากนั้นยังมีการเผยแพร่แนวทางการดำเนินงานของบริษัทด้าน GRC ให้กับบริษัทจดทะเบียนที่สนใจอีกด้วย

ในด้านการบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ปตท.สผ. มีการกำหนดกรอบกลยุทธ์การบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย ตามมาตรฐานสากล ซึ่งอ้างอิงจาก AA1000 Stakeholder Engagement Standard โดยกลยุทธ์การบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียของ ปตท.สผ. มีด้วยกัน 3 กลยุทธ์ ดังนี้ 1) ความเชื่อมั่น (Trust) มุ่งสร้างความเชื่อมั่นและความไว้ใจต่อการดำเนินธุรกิจทั้งในด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และ ในด้านอื่น ๆ (Beyond E&P) 2) การทำงานร่วมกัน (Synergy) มุ่งสร้างการบูรณาการเครือข่าย และขยายความร่วมมือกับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอย่างมีประสิทธิภาพ 3) ความมุ่งมั่น (Commitment) มุ่งสร้างความมุ่งมั่น และยกระดับการมีส่วนร่วมของกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียเพื่อขับเคลื่อนเป้าหมายขององค์กร นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีการกำหนดกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียให้สอดคล้องกับการดำเนินงานของบริษัทด้วย ซึ่งแบ่งออกเป็น 8 กลุ่ม ได้แก่ (1) หน่วยงานภาครัฐและหน่วยงานกำกับดูแล (2) คู่ค้า (3) ลูกค้า (4) พนักงานและกรรมการบริษัท (5) ผู้ถือหุ้นและสถาบันการเงิน (6) พันธมิตรและผู้ร่วมลงทุนทางธุรกิจ (7) ชุมชนและสังคม และ (8) สื่อมวลชน เพื่อให้การบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นระบบ ปตท.สผ. จึงได้พัฒนาระบบการบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในรูปแบบบูรณาการเชิงดิจิทัลขึ้นอีกด้วย โดยบริษัทเชื่อมั่นว่า การบริหารจัดการกลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย เป็นกระบวนการหนึ่งที่จะช่วยขับเคลื่อนการดำเนินงานของบริษัทให้บรรลุเป้าหมายที่วางไว้

ในด้านสิทธิมนุษยชน ปตท.สผ. มีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล เพื่อป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมถึงจัดให้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนเป็นประจำทุกปี ครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัทและพื้นที่ปฏิบัติการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ร่วมทุน ในปี 2567 บริษัทมีแผนทบทวนกระดานความเสี่ยง (Risk Register) จากการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนประจำปี 2566 โดยเฉพาะใน

ประเทศที่มีประเด็นความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนสูง เพื่อป้องกันและลดความเสี่ยงที่จะนำไปสู่การละเมิดสิทธิมนุษยชนของจากการดำเนินงานทางตรงของบริษัท

ในด้านการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในไตรมาส 1 ปี 2567 มีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (Loss-time Injury Frequency: LTIF) ที่ 0.23 ครั้งต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงานและมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (Total Recordable Injury Rate: TRIR) ที่ 0.30 ครั้งต่อหนึ่งล้านชั่วโมงการทำงาน ซึ่งอยู่ในระดับดีกว่าค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (International Association of Oil & Gas Producers: IOGP) นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นเสริมสร้างความตระหนักด้านความปลอดภัยแก่ผู้ปฏิบัติงานผ่านการแก้ไขปัญหาปัจจัยมนุษย์ (Human Factor) และการเรียนรู้ถึงสาเหตุของอุบัติเหตุที่เกิดขึ้นในอดีต

❷ *การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม*

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต** (Circular Model for E&P) โดยการออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำ (Reuse) และทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ (Recycle) เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถนำโครงสร้างหลักของแท่นหลุมผลิตมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ ในปี 2567 บริษัทมีแผนการในการนำส่วนบนของแท่นหลุมผลิตจากแหล่งผลิต จี 2/61 มาใช้ซ้ำเป็นจำนวน 2 แท่น โดยคาดว่าจะปรับปรุงแล้วเสร็จและนำกลับไปติดตั้งใหม่ในไตรมาส 3 ปี 2567 นอกจากนี้ บริษัทยังมีเป้าหมายปราศจากของเสียที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบจากพื้นที่ปฏิบัติการภายในประเทศภายในปี 2568 และจากพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดภายในปี 2573 โดยการนำของเสียไปกำจัดด้วยวิธีการเผาเพื่อเอาพลังงานความร้อนมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า รวมถึงการนำของเสียอินทรีย์ที่ย่อยสลายได้ไปผลิตปุ๋ยหมักหรือก๊าซชีวภาพ และบริษัทยังคงมุ่งมั่นในการหาแนวทางการจัดการที่เป็นการนำของเสียเข้าสู่การหมุนเวียนเพื่อนำกลับมาใช้ใหม่เพื่อสนับสนุนการจัดการของเสียอย่างยั่งยืน (Sustainable Waste Management Practices) อีกด้วย
- **ทะเลเพื่อชีวิต** (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง ตามเป้าหมายระยะยาว 1) การสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมด และ 2) สร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 (เมื่อเทียบกับก่อนเริ่มดำเนินโครงการ) ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญสามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงาน ได้แก่

  1) การสำรวจและผลิตเพื่อพิทักษ์อนุรักษ์ทะเล (Sustainable Ocean-Friendly Operations) โดยเน้นเรื่องของความปลอดภัย และการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท.สผ. ดำเนินงาน ในไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทอยู่ในระหว่างศึกษาหาแนวทางที่เหมาะสมต่อการจัดวางปะการังเทียมจากโครงสร้างขาแท่นปิโตรเลียม ซึ่งเป็นรูปแบบโครงสร้างเหล็ก (Rigs to Reefs) ให้เกิดประโยชน์สูงสุดในการอนุรักษ์ ฟื้นฟู และรักษาสมดุลทรัพยากรสัตว์น้ำและความหลากหลายชีวภาพทางทะเลทั้งในบริเวณชายฝั่งและนอกชายฝั่งร่วมกับหน่วยงานราชการและหน่วยงานการศึกษา

  2) การฟื้นฟูดูแลความสมบูรณ์ทางทะเลและบลูคาร์บอน (Sustainable Ocean Health and Blue Carbon Solutions) โดยเน้นเรื่องของการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมและการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากบลูคาร์บอน ในไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทดำเนินโครงการตรวจติดตามสถานการณ์ปริมาณไมโครพลาสติกเป็นครั้งที่ 2 โดยครั้งนี้ได้ขยายพื้นที่ในการเก็บตัวอย่างไปที่โครงการ จี 1/61 เพิ่มเติมจากครั้งที่ 1 ที่ได้มีการเก็บตัวอย่างจากพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งบริเวณอ่าวไทยที่โครงการ จี 2/61 และโครงการอาทิตย์ เพื่อเปรียบเทียบผลปริมาณไมโครพลาสติกเทียบกับตัวอย่างที่ปากแม่น้ำเจ้าพระยา จังหวัดสมุทรปราการ ปากน้ำชุมพร จังหวัดชุมพร เกาะเต่า จังหวัดสุราษฎร์ธานี และเกาะโลซิน จังหวัดปัตตานี ทั้งนี้ ตัวอย่างน้ำทะเลอยู่ในระหว่างการถูกนำไปวิเคราะห์ปริมาณไมโครพลาสติก รวมทั้งระบุชนิดของพลาสติกที่ตรวจพบ ข้อมูลจากแหล่งผลิตปิโตรเลียมนี้ถือเป็นข้อมูลไมโครพลาสติกที่ห่างไกลชายฝั่งมากที่สุดของประเทศไทย เพื่อบ่งชี้สถานการณ์ด้านขยะทะเลของอ่าวไทย ซึ่งเป็นปัญหาระดับประเทศและสากล โดยสามารถบูรณาการการบริหารจัดการขยะบนฝั่งตลอดจนขยะทะเล เพื่อนำไปสู่การอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลอย่างเป็นรูปธรรมต่อไป

  3) การพลิกฟื้นคืนทะเลเพื่อชีวิตที่ยั่งยืน (Sustainable Community around the Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย เพื่อสนับสนุน

ความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services Value) ในไตรมาส 1 ปี 2567 จากการส่งเสริมการเพาะฟักสัตว์น้ำวัยอ่อนอย่างต่อเนื่อง ทำให้บริษัทสามารถปล่อยลูกปูและพันธุ์สัตว์น้ำกว่า 1,437 ล้านตัว และวางบ้านปลาในแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลเพิ่มเติมจำนวน 4 แห่ง เกิดพื้นที่อนุรักษ์ชายฝั่งทะเลรวม 2.3 ตารางกิโลเมตร นอกจากนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการสร้างรายได้เพิ่มให้กับชุมชนที่เข้าร่วมโครงการของบริษัท บริษัทได้ก่อตั้งกลุ่มอาชีพผลิตและจำหน่ายอาหารทะเลได้สะสม 11 กลุ่ม นอกจากที่กล่าวมาในข้างต้น บริษัทยังจัดกิจกรรมเครือข่ายเพื่อการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติรวม 3 ครั้ง อีกด้วย

3 การบริหารจัดการทางการเงิน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง รวมถึง มีการจัดสรรเงินทุนอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้ผู้ถือหุ้นได้รับผลตอบแทนที่เหมาะสม โดย ณ ไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ ประมาณ 0.24 เท่า ซึ่งอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท นอกจากนี้ บริษัทสามารถรักษาอันดับความน่าเชื่อถือซึ่งประเมินโดยบริษัทจัดอันดับความน่าเชื่อถือที่ระดับ BBB+ โดย S&P Global Ratings และ Fitch Ratings และ Baa1 โดย Moody's Investor Service โดยมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งพร้อมรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลก รวมทั้งมีสภาพคล่องที่ดีและเพียงพอต่อการบริหารจัดการด้านการเงินอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอสำหรับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานตามแผนงาน แผนการลงทุนซึ่งรวมถึงแผนการลงทุนในธุรกิจใหม่เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานตามแผนกลยุทธ์ของบริษัท

4 การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดย ณ ไตรมาส 1 ปี 2567 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 60 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว อยู่ระหว่างการพัฒนาและทดสอบเทคโนโลยี เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดค่าใช้จ่าย อาทิเช่น เทคโนโลยีการแยกสิ่งปนเปื้อนในน้ำ เทคโนโลยีเพื่อยืดอายุการใช้งานของตัวดูดซับ เป็นต้น
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับสนับสนุนการรื้อถอนสิ่งปลูกสร้างในแหล่งผลิตปิโตรเลียม ได้แก่
  - การพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปใช้สำหรับการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียมในอ่าวไทย และพัฒนาอุปกรณ์เก็บตัวอย่างให้มีประสิทธิภาพดีขึ้น รวมทั้งรองรับท่อขนาดอื่นเพิ่มเติมเพื่อให้สามารถนำไปใช้ได้กับทุกแหล่งผลิตของบริษัท
  - การพัฒนาวิธีการปิดและสละหลุมผลิตด้วยปฏิกิริยาเทอร์ไมต์ อยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการทดสอบในขั้นนำร่องในแหล่งผลิตปิโตรเลียมของบริษัท
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) และอากาศยานไร้คนขับสำหรับการตรวจสอบแท่นผลิตและการขนส่งอุปกรณ์ (Inspection and Delivery Drone) ซึ่งอยู่ระหว่างการทดสอบอุปกรณ์ต้นแบบ ที่แหล่งผลิตปิโตรเลียมสิริกิติ์ (S1) และแหล่งผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง ตามลำดับ โดยการทดสอบจะมีการดำเนินการต่อเนื่องไปสิ้นสุดในไตรมาส 2 ปี 2567
- โครงการพัฒนาการเคลือบผิวของเหล็กกล้าคาร์บอน (Carbon Steel) และเหล็กกล้าไร้สนิม (Stainless Steel) ด้วยสารเคลือบที่มีคุณสมบัติคล้ายเพชร (Diamond-Liked Carbon) ได้มีการพัฒนาเครื่องเคลือบต้นแบบแล้วเสร็จ และจะมีการทดสอบประสิทธิภาพของเครื่องต้นแบบ และทดลองการเคลือบผิวอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมที่พบปัญหาการกัดกร่อนและสึกกร่อนในปี 2567
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ได้แก่
  - โครงการพัฒนาปล่องเผาทิ้งที่ใช้พลังงานความร้อนต่ำเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการเตรียมการสำหรับการนำไปติดตั้งเพื่อใช้งานจริงในแหล่งจี 2/61 ในปี 2567
  - โครงการพัฒนาการนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปใช้ประโยชน์ด้วยการเปลี่ยนเป็นหินแร่เพื่อเพิ่มความแข็งแรงของปะการังเทียมและนำไปใช้เพื่อการฟื้นฟูทรัพยากรประมงทะเล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการทดสอบปะการังเทียมต้นแบบเพื่อประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมร่วมกับกับกรมประมง อย่างไรก็ตาม ผลการทดสอบเบื้องต้นพบว่าไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และอยู่ระหว่างการพัฒนาและทดสอบเครื่องต้นแบบสำหรับการบ่มปะการังเทียมคอนกรีตด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

  - โครงการทดสอบเทคโนโลยีดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากปล่องระบายก๊าซของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่มีการใช้ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียม ได้มีการดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำมาใช้ในแหล่งผลิตของ ปตท.สผ.แล้วเสร็จ และอยู่ระหว่างการพิจารณาเพื่อศึกษาในขั้นการออกแบบทางวิศวกรรมเบื้องต้น (Front-end Engineering Design: FEED)
  - โครงการพัฒนาเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากอากาศ (Direct Air Capture) อยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ต้นแบบและพัฒนาตัวดูดซับสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยตัวดูดซับชนิดของแข็ง และอยู่ระหว่างการพัฒนาอุปกรณ์ในห้องทดลองสำหรับเทคโนโลยีการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยวิธีไฟฟ้าเคมี

- โครงการพัฒนาสนามทดลองเทคโนโลยีพลังงานสะอาด (Green Energy Technology Playground) ปัจจุบันได้ดำเนินการออกแบบทางวิศวกรรมแล้วเสร็จ สำหรับระบบและการเชื่อมต่ออุปกรณ์ในการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานแสงอาทิตย์ และจะเริ่มดำเนินการก่อสร้างและติดตั้งอุปกรณ์ดังกล่าวในไตรมาส 3 ปี 2567
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่องซึ่งจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 2 ปี 2567 และอยู่ระหว่างการพิจารณาความร่วมมือกับบริษัทในกลุ่ม ปตท. รวมถึงบริษัทภายนอกจากหลากหลายอุตสาหกรรม เพื่อศึกษาโอกาสในการนำเทคโนโลยีการเปลี่ยนก๊าซส่วนเกินในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมเป็นท่อนาโนคาร์บอน และท่อนาโนคาร์บอนที่ผลิตได้ ไปใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ใน ไตรมาส 1 ปี 2567 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- รางวัล ESG Initiative of the Year จากเวที Asian Oil and Gas Awards จากการดำเนินงานที่มุ่งรักษาสมดุลระหว่างการดำเนินธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมผ่านกรอบแนวคิดด้านความยั่งยืน และการดำเนินโครงการต่าง ๆ ภายใต้กลยุทธ์ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ซึ่งมอบให้กับองค์กรในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซฯในเอเชียที่มีการดำเนินงานที่โดดเด่น จัดโดย Asian Power Magazine
- รางวัล Spotlight on New Technology จากงาน Offshore Technology Conference (OTC) Asia 2024 ซึ่งจัดขึ้นระหว่างวันที่ 27 กุมภาพันธ์ ถึงวันที่ 1 มีนาคม 2567 ที่ผ่านมา จากผลงานเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์สำหรับแท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่ง โดยรางวัลดังกล่าวเป็นรางวัลที่มอบให้แก่บริษัทหรือองค์กรในอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ที่มีผลงานเทคโนโลยีที่โดดเด่น ล้ำสมัย สามารถสร้างความเปลี่ยนแปลงให้กับอุตสาหกรรมนอกชายฝั่งได้ และผ่านการทดสอบต้นแบบหรือมีการนำไปใช้งานอย่างเต็มรูปแบบแล้ว รวมถึงมีผลกระทบสำคัญในระดับภูมิภาคเอเชียแปซิฟิก
- ได้รับการคัดเลือกให้อยู่ใน The Sustainability Yearbook 2024 จาก S&P Global โดยเป็นบริษัทที่มีผลการดำเนินการด้านความยั่งยืนอยู่ใน Top 10% ของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและก๊าซขั้นต้นและครบวงจร (Oil & Gas Upstream & Integrated) จากจำนวนบริษัทที่เข้าร่วมประเมินในอุตสาหกรรมเดียวกันทั้งหมด 117 บริษัท
- รางวัล Green World Awards 2024 ด้านการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม ระดับ Global Silver ประเภท Wildlife and Conservation จากการดำเนินงาน “โครงการ ปตท.สผ. ปลูกป่าลดภาวะโลกร้อน” นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้รับคัดเลือกให้เป็น Green World Ambassador ที่จัดโดย Green Organization ซึ่งเป็นองค์กรอิสระที่มีชื่อเสียงในการส่งเสริมการดำเนินงานด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม และเป็นที่ยอมรับในระดับสากล โดยพิธีมอบรางวัลจัดขึ้นที่ประเทศบราซิล

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

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2567

ราคาน้ำมันดิบ

ในไตรมาส 1 ปี 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 81.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากไตรมาสที่ผ่านมาที่ 83.6 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยในเดือนมกราคม 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 78.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากเดือนธันวาคม 2566 ที่ 77.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากได้รับแรงสนับสนุนจากสภาพอากาศหนาวเย็นฉับพลันในสหรัฐอเมริกา ซึ่งส่งผลให้อุปทานมีแนวโน้มตึงตัว นอกจากนี้ อุปทานน้ำมันดิบของสหรัฐอเมริกายังมีแนวโน้มปรับลดลง เนื่องจากปริมาณการผลิต และจำนวนแท่นขุดเจาะลดลง อย่างไรก็ตาม ตลาดยังมีความกังวลต่อการเติบโตของเศรษฐกิจในเขตเศรษฐกิจหลักของโลก ได้แก่ สหรัฐอเมริกา และประเทศจีน โดยธนาคารกลางสหรัฐอเมริกาอาจจะปรับลดดอกเบี้ยน้อยกว่าที่ตลาดคาดการณ์ ขณะที่ประเทศจีนซึ่งมีขนาดเศรษฐกิจเป็นอันดับที่สองของโลก เผชิญกับภาวะเงินฝืด โดยดัชนีราคาผู้บริโภค และดัชนีราคาผู้ผลิตยังคงหดตัวตั้งแต่เดือนธันวาคม 2566

เดือนกุมภาพันธ์ 2567 ราคาน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 80.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากสถานการณ์ในภูมิภาคตะวันออกกลางที่มีแนวโน้มทวีความรุนแรงขึ้น โดยเฉพาะความคืบหน้าในการเจรจาข้อตกลงหยุดยิงระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาส ขณะที่สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนมีแนวโน้มตึงเครียดขึ้น ส่งผลให้ตลาดกังวลต่ออุปทานน้ำมันดิบของรัสเซีย อีกปัจจัยที่สนับสนุนราคาน้ำมันดิบคือ ธนาคารกลางของจีนได้ออกมาตรการกระตุ้นตลาดอสังหาริมทรัพย์ โดยมีมาตรการลดดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว จากร้อยละ 4.2 เป็นร้อยละ 3.95 ซึ่งเป็นการลดดอกเบี้ยครั้งแรกนับตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2566 เพื่อบรรเทาแรงกดดันต่อตลาดอสังหาริมทรัพย์ และเพื่อกระตุ้นการฟื้นตัวของเศรษฐกิจจีน

เดือนมีนาคม 2567 ราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงอยู่ในระดับสูง เฉลี่ยที่ระดับ 84.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล จากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในภูมิภาคตะวันออกกลางยังคงตึงเครียดอย่างต่อเนื่อง ราคาน้ำมันดิบได้รับปัจจัยบวกจากการที่ กลุ่ม OPEC+ ได้ตกลงขยายระยะเวลาการลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจออกไปจากเดิมที่สิ้นสุดไตรมาส 1 ปี 2567 ไปเป็นไตรมาส 2 ปี 2567 ประกอบกับสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่กลุ่มกบฏฮูตีโจมตีเรือบรรทุกสินค้าในทะเลแดง ซึ่งส่งผลกระทบต่อการขนส่งน้ำมันระหว่างภูมิภาค และความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนยังคงตึงเครียด โดยล่าสุดยูเครนได้ส่งโดรนอากาศยานเข้าโจมตีโรงกลั่นน้ำมันหลายแห่งของรัสเซียในช่วงเดือนมีนาคมที่ผ่านมา ส่งผลให้กำลังการผลิตของโรงกลั่นของรัสเซียลดลงประมาณร้อยละ 10 ทำให้ตลาดมีความกังวลเรื่องอุปทานน้ำมันดิบมากขึ้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquified Natural Gas: LNG)

ไตรมาส 1 ปี 2567 ราคา Asian Spot LNG ปรับตัวลดลงจากไตรมาส 4 ปี 2566 อย่างมาก จากราคาเฉลี่ย 15.23 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูมาอยู่ที่ประมาณ 9.30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เนื่องจากความต้องการใช้ LNG ลดลงจากสภาพอากาศที่หนาวเย็นน้อยลง และระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังที่ยังคงสูงอย่างต่อเนื่องจากไตรมาส 4 ปี 2566 โดยเฉพาะประเทศในภูมิภาคยุโรปและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ อุปทาน LNG ทั่วโลกอยู่ในระดับเพียงพอกับความต้องการ รวมถึงมีความต้องการ Spot LNG จากประเทศอินเดียและประเทศจีน ซึ่งเป็นปัจจัยที่ทำให้ราคาในเดือนมีนาคมสูงขึ้น โดยในเดือนมกราคม ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 9.94 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 8.76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนกุมภาพันธ์ และราคาสูงขึ้นเล็กน้อยที่ 9.20 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียูในเดือนมีนาคม 2567

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน แสดงให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมปี 2567 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ในภาพรวมปริมาณความต้องการปรับตัวลดลงเล็กน้อยที่ร้อยละ 0.8 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2566 ปัจจัยหลักเนื่องจากการลดลงอย่างมีนัยสำคัญของการใช้เชื้อเพลิงประเภทลิกไนต์และถ่านหินในภาคการผลิตไฟฟ้ารวมถึงภาคอุตสาหกรรม ในขณะที่มีผลกระทบเชิงบวกจากการใช้เชื้อเพลิงในรูปแบบก๊าซธรรมชาติ และ LNG ที่เพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการผลิตไฟฟ้าซึ่งยังคงมีการอัตราการขยายตัวสูงขึ้น

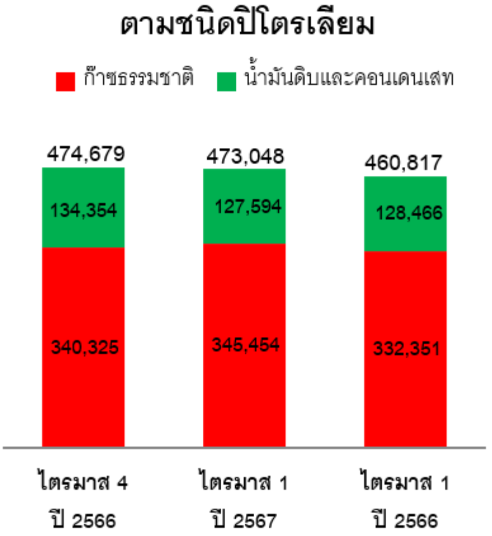
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

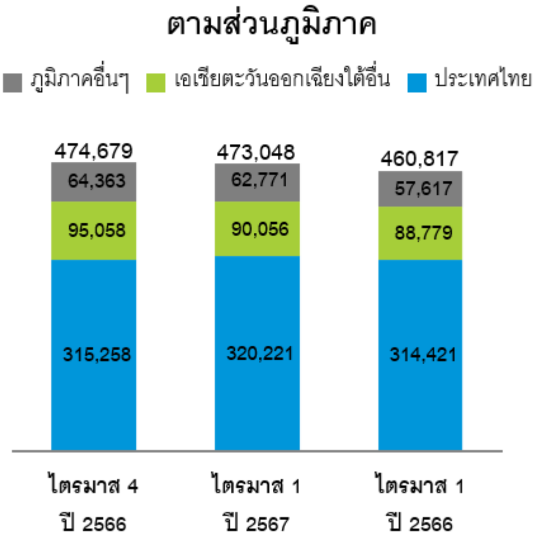
ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2567 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงจาก 34.2233 บาท เมื่อสิ้นปี 2566 มาปิดที่ 36.4651 บาท โดยปัจจัยที่ทำให้เงินบาทอ่อนค่า ได้แก่ คาดการณ์การลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารแห่งประเทศไทย เนื่องจากตัวเลขทางเศรษฐกิจของไทยที่ต่ำกว่าคาด ประกอบกับธนาคารกลางสหรัฐอเมริกา ส่งสัญญาณชะลอและลดจำนวนครั้งในการลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายในปีนี้ นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยความไม่แน่นอนของการเมืองไทย เศรษฐกิจโลกที่เติบโตต่ำกว่าคาด โดยเฉพาะเศรษฐกิจจีน ซึ่งเป็นคู่ค้ารายสำคัญของไทย รวมทั้งผลกระทบจากความยืดเยื้อสงครามระหว่างอิสราเอล–ฮามาส ที่ส่งผลให้มีความเสี่ยงในตลาดการเงินเพิ่มขึ้น นักลงทุนจึงหันไปลงทุนสินทรัพย์ปลอดภัย เช่น ดอลลาร์ สรอ. ทำให้เงินสกุลอื่น ๆ อ่อนค่าลง รวมถึงเงินบาท อย่างไรก็ตาม ตัวเลขภาคการท่องเที่ยวที่ปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2566 เป็นปัจจัยสนับสนุนให้ค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นเป็นระยะในช่วงไตรมาสนี้

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

<u>หน่วย</u> : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน





ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2566	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY / YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	48.41	47.24	50.01	-1.17	-2.77
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	81.95	79.36	78.14	-2.59	+1.22
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.86	5.90	6.52	+0.04	-0.62
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	83.75	81.22	80.23	-2.53	+0.99

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566

ไตรมาส 1 ปี 2567 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 473,048 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ลดลงเล็กน้อยจากไตรมาส 4 ปี 2566 ที่ 474,679 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 2/61 มีสัดส่วนปริมาณการขาย (Contractor Entitlement) ลดลง และโครงการในประเทศแอลจีเรีย (ฮาสสิ เบอร์ราเคซ และ 433 เอ และ 416 บี) มีการขายน้ำมันดิบลดลง สุทธิกับโครงการจี 1/61 ที่ได้บรรลุเป้าหมายในการเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในเดือนมีนาคม 2567 นอกจากนั้นราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 2 เป็น 47.24 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยหลักเนื่องจากราคาขายน้ำมันดิบลดลงตามราคาตลาด ในขณะที่ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มใกล้เคียงกับไตรมาสก่อนหน้า

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2567 กับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 460,817 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในเดือนมีนาคม 2567 อย่างไรก็ตามราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 6 เป็น 47.24 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เนื่องจากราคาขายก๊าซธรรมชาติลดลง จากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 แม้ว่าราคาขายน้ำมันดิบจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยตามราคาน้ำมันในตลาดโลก

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 10 ล้านดอลลาร์ สรอ. คิดเป็นร้อยละ 2 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายลดลง แต่กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นโดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ในไตรมาสก่อน โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 543 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีกำไร 603 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 109 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันที่ลดลง ในขณะเดียวกัน ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 34 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ และค่าใช้จ่ายจากภาระผูกพันที่เหลืออยู่หลังการสิ้นสุดระยะสำรวจตามสัญญาของโครงการมาเลเซีย อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการบริหารลดลง 63 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากค่าที่ปรึกษาและค่าบริการทางด้านเทคโนโลยีสารสนเทศ นอกจากนั้นค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 31 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองของโครงการจี 2/61 และโครงการจี 1/61

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 19 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 70 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 89 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากไตรมาส 4 ปี 2566 มีรายการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 จำนวน 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ไตรมาสนี้มีขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 29 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยไตรมาสนี้เป็นขาดทุนจำนวน 16 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นกำไรที่ 13 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. คิดเป็นร้อยละ 8 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายลดลง ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงจากรายการปรับปรุงทางบัญชีในไตรมาส 1 ปีก่อนของโครงการบงกชเมื่อสิ้นสุดสัมปทาน โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 543 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 49 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไร 592 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายลดลง 100 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 131 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 ตามปริมาณการขายและสินทรัพย์พร้อมใช้งานที่เพิ่มขึ้นสุทธิกับปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการอาทิตย์และโครงการซอติก้าที่มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้นเช่นเดียวกัน อย่างไรก็ตาม ภาษีเงินได้ลดลง 121 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทย ประเทศโอมาน และประเทศมาเลเซียตามกำไรที่ลดลง รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 60 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากรายการปรับปรุงทางบัญชีในไตรมาส 1 ปีก่อนของโครงการบงกชเมื่อสิ้นสุดสัมปทาน

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 19 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าสุทธิกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 27 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเทียบกับไตรมาส 1 ปีก่อน อย่างไรก็ตาม ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยในไตรมาสนี้เป็นขาดทุนจำนวน 16 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 1 ปีก่อนเป็นกำไรที่ 1 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2566	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY / YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	585	573	664	-12	-91
ประเทศไทย	436	394	413	-42	-19
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	145	97	163	-48	-66
ตะวันออกกลาง	57	57	69	-	-12
ออสเตรเลีย	23	-	1	-23	-1
อเมริกา	-	(2)	(2)	-2	-
แอฟริกา	(78)	23	19	+101	+4
อื่น ๆ	2	4	1	+2	+3
ธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่	(71)	(49)	(95)	+22	+46
กำไรสำหรับรอบระยะเวลา	514	524	569	+10	-45

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 มีกำไรสุทธิ 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 10 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 514 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่ขาดทุนลดลง 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมกำไรลดลง 12 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 573 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 12 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีกำไร 585 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นกำไรลดลง 48 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ และค่าใช้จ่ายจากภาระผูกพันที่เหลืออยู่หลังการสิ้นสุดระยะสำรวจตามสัญญาของโครงการมาเลเซีย นอกจากนี้ประเทศไทยกำไรลดลง 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นของโครงการคอนแทร็ค 4 ที่ในไตรมาสก่อนมีค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตต่ำกว่าประมาณการ ประกอบกับออสเตรเลียกำไรลดลง 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากไตรมาสก่อนมีกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) สุทธิกับขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) ในขณะที่แอฟริกาเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 101 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากรายการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ที่เกิดขึ้นในไตรมาสก่อน ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายลดลงจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร ราเคซ ตามปริมาณการขายที่ลดลง

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 49 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าตามเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาสก่อนเป็นขาดทุนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ไตรมาส 1 ปี 2567 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566

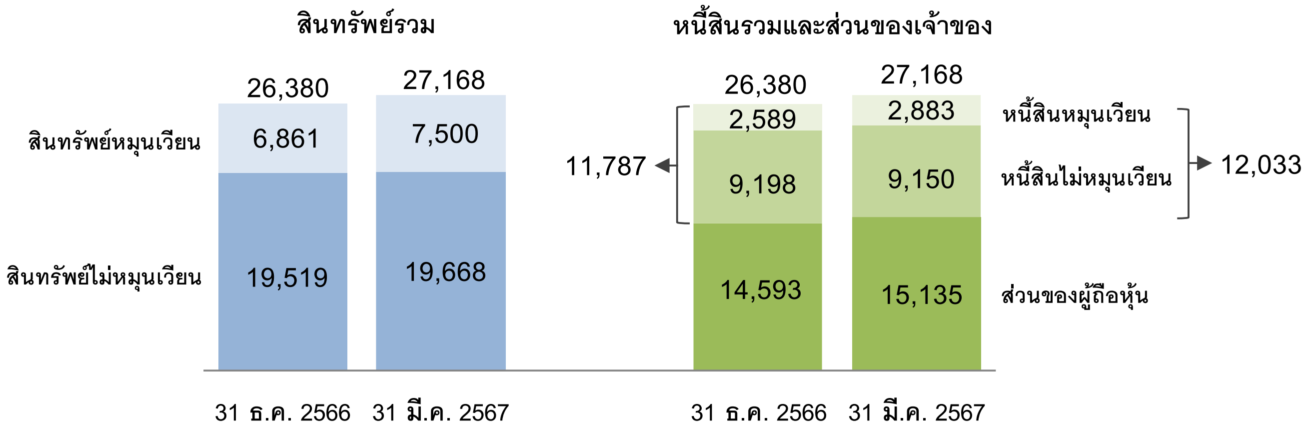
สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 มีกำไรสุทธิ 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 45 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไรสุทธิ 569 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมกำไรลดลง 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่ขาดทุนลดลง 46 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 573 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 91 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีกำไร 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นกำไรลดลง 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. เนื่องจากค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ และค่าใช้จ่ายจากภาระผูกพันที่เหลืออยู่หลังการสิ้นสุดระยะสำรวจตามสัญญาของโครงการมาเลเซีย อีกทั้งโครงการซอติก้ามีรายได้จากการขายลดลงตามราคาขายที่ลดลง ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากสินทรัพย์พร้อมใช้งานที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ประเทศไทยมีกำไรลดลง 19 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานธุรกิจอื่นและสำนักงานใหญ่มีขาดทุนสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 จำนวน 49 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2566 ที่มีขาดทุน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าตามเงินบาทที่อ่อนค่าลง ในขณะที่ไตรมาส 1 ปีก่อนเป็นขาดทุนจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2567 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 27,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 788 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 จำนวน 26,380 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่น และสินค้าคงเหลือ โดยเพิ่มขึ้น 639 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 1,135 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับลูกหนี้การค้าและลูกหนี้หมุนเวียนอื่นลดลง 395 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเงินลงทุนระยะสั้นลดลง 110 ล้านดอลลาร์ สรอ.

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์สิทธิการใช้ ค่าความนิยม และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า โดยเพิ่มขึ้น 149 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากสินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงที่ดิน อาคารและอุปกรณ์สุทธิหลังค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้น 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 นอกจากนั้นสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 51 ล้านดอลลาร์ สรอ.

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2567 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 12,033 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 246 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 จำนวน 11,787 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้หมุนเวียนอื่น และภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่าย โดยเพิ่มขึ้น 294 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 288 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากกำไรจากการดำเนินงาน

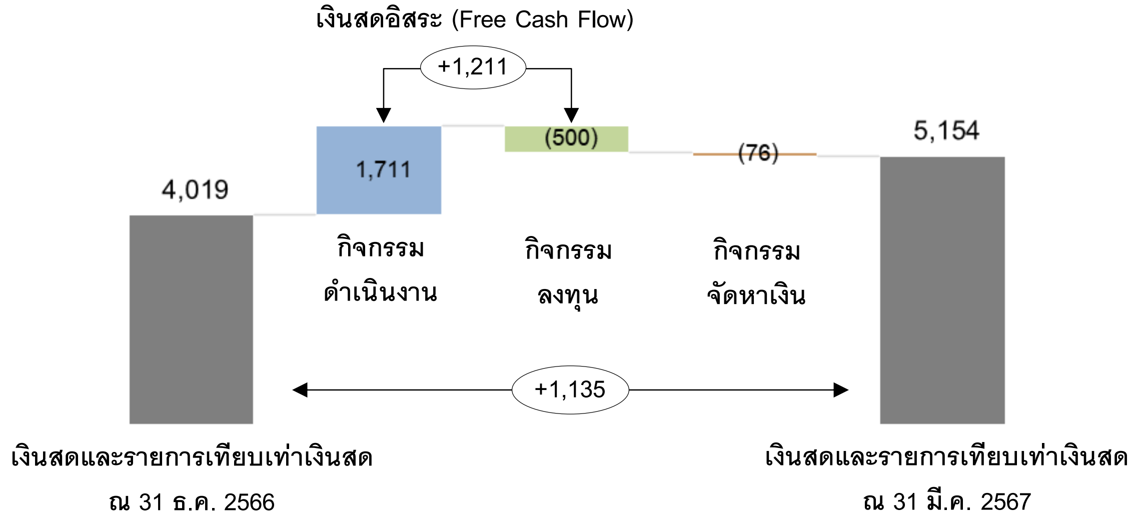
(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หุ้นกู้ หนี้สินตามสัญญาเช่า หนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี และประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต โดยลดลง 48 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากผลกระทบของเงินบาทที่อ่อนค่าต่อหุ้นกู้สกุลเงินบาท

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2567 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 15,135 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 542 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 จำนวน 14,593 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 โดยส่วนของเจ้าของนี้ได้รวมส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 6 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเครือบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2567 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 5,154 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,135 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2566 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 4,019 ล้านดอลลาร์ สรอ.

กิจกรรมดำเนินงาน เป็นเงินสดรับสุทธิจำนวน 1,711 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

กิจกรรมลงทุน เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 500 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการเอส 1 และโครงการซอติก้า สุทธิกับเงินสดรับจากเงินลงทุนระยะสั้น

กิจกรรมจัดหาเงิน เป็นเงินสดจ่ายสุทธิจำนวน 76 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าและจ่ายดอกเบี้ยในระหว่างไตรมาส 1 ปี 2567

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2567	ไตรมาส 1 ปี 2566
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)			
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) *	74.48	73.85	72.54
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	15.71	14.80	16.99
อัตรากำไรสุทธิ	24.38	24.06	22.28
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.25	0.24	0.27
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.58	0.59	0.56

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการขายสัดส่วนการลงทุนในแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 7 (Cash-Maple) ขาดทุนจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจและต้นทุนของแปลงสัมปทาน เอซี/อาร์แอล 12 (Oliver) และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ที่รับรู้ในระหว่างไตรมาส 4 ปี 2566*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา	=	อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น	=	กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม
อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

ในไตรมาส 1 ปี 2567 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศกว่า 50 โครงการใน 12 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการหลักที่สำคัญ ดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาส 1 ปี 2567 กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ 320,221 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 68 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 90,056 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 19 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในประเทศไทย			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
1. **เอส 1**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซแอลพีจี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการเร่งเจาะหลุมพัฒนาเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผน รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ 25,349 บาร์เรลต่อวัน

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. **อาทิตย์**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติได้ที่อัตราเฉลี่ย 331 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน อย่างต่อเนื่อง
3. **คอนแทร็ค 4**	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของคอนเดนเสท 14,423 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 419 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
4. **บี 8/32 และ 9 เอ**	25%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบอยู่ที่ 14,323 บาร์เรลต่อวัน และปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 58 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
5. **จี 12/48**	66.67%	PTTEP	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 กันยายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 33.3333 จากบริษัท TotalEnergies EP Thailand ซึ่งจะส่งผลให้บริษัทมีสัดส่วนการลงทุนในโครงการเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 100 ภายหลังการซื้อขายมีผลสมบูรณ์ โดยคาดว่าจะเสร็จสิ้นภายในปี 2567 ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
6. **จี 1/61 (เอราวัณ)**	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการได้เพิ่มระดับผลิตก๊าซธรรมชาติจากอัตราการผลิตเฉลี่ยที่ 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เป็น 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคม 2567 พร้อมทั้งมีการลงทุนอย่างต่อเนื่องในการสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตใหม่ รวมถึงดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง
7. **จี 2/61 (บงกช)**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 ปี 2567 สามารถรักษากำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติในระดับสูงที่อัตรามากกว่า 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันและได้ดำเนินการสร้างและติดตั้งแท่นผลิตและเจาะหลุมพัฒนาอย่างต่อเนื่อง
8. **พื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย** (MTJDA)	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติที่ 301 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 12,977 บาร์เรลต่อวัน โดยโครงการได้เจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต และอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจและหลุมพัฒนาเพิ่มเติม เพื่อเตรียมการพัฒนาโครงการในระยะต่อไป
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
9. **จี 1/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว ซึ่งคาดว่าจะเจาะหลุมสำรวจภายในปี 2568
10. **จี 3/65**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ทางตอนใต้ของอ่าวไทย เมื่อวันที่ 1 มิถุนายน 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี ปัจจุบันโครงการได้รับการอนุมัติแผนงานและงบประมาณประจำปีจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแล้ว ซึ่งคาดว่าจะเจาะหลุมสำรวจภายในปี 2567

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในเมียนมา</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)			
11. **ซอติก้า**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 314 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการ โดยอยู่ระหว่างการเร่งเจาะหลุมพัฒนาเฟส 1D และเริ่มต้นการก่อสร้างแท่นผลิตเฟส 1E ตามแผนการพัฒนาเพื่อรักษาระดับการผลิต
12. **ยาดานา**	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยผู้ร่วมทุนได้แจ้งความจำนงในการยุติการลงทุนในโครงการ ส่งผลให้สัดส่วนของ ปตท.สผ. เปลี่ยนแปลงจากร้อยละ 37.0842 เป็นร้อยละ 62.9630 มีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 2567 ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติ 482 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase			
13. **เมียนมา เอ็ม 3**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างรอการพัฒนา
<u>โครงการในมาเลเซีย</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
14. **มาเลเซีย แปลง เค**	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North-Petai (SNP) และแหล่ง Gumusut-Kakap (GK) โดยในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 28,300 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 23 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
15. **มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311**	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ คอนเดนเสทและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทประมาณ 15,000 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติประมาณ 180 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
16. **มาเลเซีย แปลง เอช**	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติประมาณ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และโครงการกำลังวางแผนเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติม 2 หลุมตามข้อผูกพันขั้นต่ำในปี 2568
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
17. **มาเลเซีย เอสเค 410 บี**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในปี 2566 โครงการได้ออกแบบงานวิศวกรรมเบื้องต้นในแหล่ง Lang Lebah แล้วเสร็จ ซึ่งปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินมูลค่าสัญญาการก่อสร้างและคาดว่าจะสามารถเริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ในปี 2571
18. **มาเลเซีย เอสเค 417**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก หลังจากโครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ Dokong-1 และหลุม Nangka-1 เสร็จสิ้น ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมประเมิน 1 หลุมและหลุมสำรวจ 1 หลุม ตามข้อผูกพันขั้นต่ำ โดยโครงการมีแผนเจาะหลุมดังกล่าวในปี 2567 และ 2568 ตามลำดับ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
19. **มาเลเซีย เอสเค 405 บี**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการได้ค้นพบศักยภาพปิโตรเลียม และจะพิจารณาแผนการพัฒนาที่เหมาะสมต่อไป โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี 2568
20. **มาเลเซีย เอสเค 438**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่สำคัญโดยมีความหนาสุทธิกว่า 200 เมตร ซึ่งถือว่าเป็นแหล่งที่มีปริมาณก๊าซธรรมชาติมากอีกแหล่งหนึ่งที่ ปตท.สผ. ค้นพบในประเทศมาเลเซีย ถัดจากแหล่งลัง เลอบาห์ (Lang Lebah) ทั้งนี้ยังคงเหลือการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม ตามข้อผูกพันขั้นต่ำ โดยโครงการมีแผนเจาะหลุมดังกล่าวในปี 2568
21. **มาเลเซีย เอสเค 314 เอ**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ เพื่อวางแผนการสำรวจต่อไป ทั้งนี้ยังคงเหลือการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุม ตามข้อผูกพันขั้นต่ำ โดยโครงการฯ มีแผนเจาะหลุมดังกล่าวในปี 2568
22. **มาเลเซีย พีเอ็ม 407**	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูล่าร์ โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมของโครงสร้างที่เหลืออยู่ หลังจากประเมินผลหลุมสำรวจดังกล่าวและไม่พบโครงสร้างที่สามารถพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์ ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐและการชำระเงินตามข้อผูกพันขั้นต่ำที่ยังคงเหลืออยู่
23. **มาเลเซีย เอสบี 412**	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการได้ทำการประมวลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน (New 3D Seismic Reprocessing) ครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดภายในแปลงสำรวจ ซึ่งเป็นข้อผูกพันขั้นต่ำ โดยทางโครงการมีแผนงานทำการศึกษาเพิ่มเติมและประเมินศักยภาพที่มีอยู่ด้วยผลจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนชุดใหม่ รวมถึงพิจารณาการเข้าระยะเวลาการสำรวจช่วงที่ 2 ในปี 2567
24. **มาเลเซีย เอสเค 325**	32.5%	PCSB	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้น นอกชายฝั่งของรัฐซาราวัก ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการได้ร่วมเตรียมแผนการศึกษาทางธรณีฟิสิกส์ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบสามมิติ และศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ เพื่อวางแผนการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันขั้นต่ำเพื่อดำเนินการเจาะสำรวจ ในปี 2567-2569 ต่อไป
<u>โครงการในเวียดนาม</u>			
***โครงการที่ดำเนินการผลิต** (Production Phase)*			
25. **เวียดนาม 9-2**	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 2,198 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 9 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการอยู่ระหว่างการเจรจาขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2567
26. **เวียดนาม 16-1**	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบ 8,370 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการอยู่ระหว่างการเจรจาขอต่อสัญญาปิโตรเลียม 5 ปี คาดว่าจะทราบผลในปี 2567

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
27. **เวียดนาม บี และ** 48/95 **และ เวียดนาม** 52/97	8.5% 7%	Vietnam Oil and Gas Group	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ได้มีการลงนามในสัญญาเชิงพาณิชย์ เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2567 ปัจจุบันอยู่ระหว่างขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) และคาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2569 ซึ่งเมื่อรวมโครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 จะมีกำลังการผลิตเพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

โครงการในตะวันออกกลางและแอฟริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน)</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase) และธุรกิจปิโตรเลียมขั้นกลาง (Midstream)			
28. **โอมาน แปลง** 6 **และ โอมาน แปลง** 53	2%/ 1%	Petroleum Development Oman / Occidental	โครงการโอมาน แปลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แปลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่ม OPEC+ ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการมีปริมาณการผลิตโดยเฉลี่ยของน้ำมันดิบที่ 718,814 บาร์เรลต่อวัน
29. **โอมาน แปลง** 61	20%	BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และคอนเดนเสท 55,000 บาร์เรลต่อวัน

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
30. **โอมาน แอลเอ็นจี**	2%	OLNG	เป็นโรงงานแปรรูปก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งอยู่ใกล้เมืองซูร์ ประเทศโอมาน ในปี 2566 บริษัทลงนามในสัญญาผู้ถือหุ้น (Shareholder Agreement) เพื่อขยายอายุสัญญาออกไปอีก 10 ปี ถึงเดือนธันวาคม 2577
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
31. **โอมาน ออนชอร์ แปลง 12**	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุม ในปี 2567
<u>โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
32. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 1**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ เพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
33. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 2**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ในปี 2565 โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ XF-002 โดยได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในระดับลึก ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพเชิงพาณิชย์ของแผนพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ XF-002 ที่ค้นพบแล้ว
34. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 3**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียม เพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567-2568
35. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย เอ**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม และจัดเตรียมรายงานการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์
36. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
<u>โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
37. **แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี**	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 15,700 บาร์เรลต่อวัน
38. **แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ**	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 1 ปี 2567 โครงการรักษากำลังการผลิต หลังจากที่เพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบเป็น 17,000 บาร์เรลต่อวันตั้งแต่เดือนสิงหาคมปี 2566 และกำลังดำเนินการศึกษาและพัฒนาระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 30,000 และ 60,000 บาร์เรลต่อวัน ในปลายปี 2570 และ 2573 ตามลำดับ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
39. **โมซัมบิก แอเรีย 1**	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก โครงการหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ อย่างไรก็ตาม จากการประเมินสถานการณ์โดยรวมแล้วมีความเป็นไปได้ค่อนข้างสูงที่จะสามารถกลับเข้าพื้นที่เพื่อดำเนินการก่อสร้างได้ในกลางปี 2567

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
40. **พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย**	100%	PTTEP	ในปี 2566 บริษัทได้คืนแหล่งเทนนาเซียส (AC/RL4) โอนสัดส่วนในแหล่งคาทานดรา (AC/RL10) และขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งแคชเมเปิล (AC/RL7) แล้วเสร็จ ปัจจุบันคงเหลือแหล่งโอลิเวอร์ (AC/RL12) ซึ่งอยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางการจัดการที่เหมาะสมต่อไป

โครงการในทวีปอเมริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในสหรัฐเม็กซิโก			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
41. **เม็กซิโก แปลง** 12 (2.4)	20%	Petronas	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม ปัจจุบันอยู่ระหว่างการคืนพื้นที่ทั้งหมดให้กับหน่วยงานรัฐ
42. **เม็กซิโก แปลง** 29 (2.4)	16.67%	Repsol	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมแหล่ง Polok รวมถึงแผนการสำรวจปิโตรเลียมในอนาคต

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก *(Decarbonize)*

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ในไตรมาส 1 ปี 2567 มีดังนี้

ปตท.สผ. ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสะสมได้ประมาณ

3.09

ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
เมื่อเทียบกับความเข้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี ฐาน 2563

ลดความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ

17.7

จากปีฐาน 2563

บริษัทดำเนินการ**ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Reduce)** ผ่านการบริหารจัดการการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P Portfolio) และการบริหารจัดการหลุมผลิตที่เหมาะสม รวมทั้งดำเนินการโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างต่อเนื่องและผลักดันโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ ในไตรมาส 1 ปี 2567 มีความคืบหน้า ได้แก่

CCS โครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	บริษัทได้ศึกษาและออกแบบด้านวิศวกรรม (Front-End Engineering Design: FEED) ของโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) สำหรับโครงการอาทิตย์แล้วเสร็จ โดยคาดว่าจะสามารถตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision: FID) ได้ภายในปี 2567 และคาดว่าจะเริ่มดักจับและกักเก็บได้ (1st Injection) ในปี 2570 โดยสามารถกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ที่ 0.7 – 1.0 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี
การรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามมาตรฐาน ISO 14064-1 และ OGMP 2.0	บริษัทมีการรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามมาตรฐานการจัดทำรายงานสากล (Global Reporting Initiative: GRI) และมีการทวนสอบโดยผู้ทวนสอบภายนอกเป็นประจำทุกปี สำหรับไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทอยู่ระหว่างการยกระดับการทวนสอบการวัดและการรายงานข้อมูลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้มีความครบถ้วน ถูกต้อง ซึ่งสอดคล้องตามมาตรฐานการวัดและการรายงานปริมาณการปล่อยและการลดก๊าซเรือนกระจกระดับองค์กร (ISO 14064-1) และการรายงานการปล่อยก๊าซมีเทนระดับสากล (Oil and Gas Methane Partnership 2.0: OGMP 2.0) เพื่อความโปร่งใสของการรายงานผลการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขององค์กร และเตรียมความพร้อมสำหรับข้อกำหนดของกฎหมายที่จะมีผลบังคับใช้ในอนาคต
การดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	บริษัทแสดงถึงความมุ่งมั่นในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินกิจกรรมของบริษัท โดยในปี 2567 บริษัทได้ริเริ่มโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มเติมจากปี 2566 รวมทั้งหมด 19 โครงการ ซึ่งแบ่งเป็น 4 ประเภทโครงการ ได้แก่ โครงการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิต โครงการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โครงการลดปริมาณก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้ง และโครงการพลังงานหมุนเวียน ตัวอย่างเช่น โครงการติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มเติมที่ปล่องเผาก๊าซในโครงการ จี 2/61 และโครงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ก๊าซเชื้อเพลิงในเทอร์โบคอมเพรสเซอร์ในโครงการยาดานา

ในส่วนการ**ชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก** (Offset) ผ่านโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศ ในไตรมาส 1 ปี 2567 มีความคืบหน้า ได้แก่

การปลูกป่าชายเลน	บริษัทดำเนินการตรวจสอบความใช้ได้ (Validation) ของพื้นที่ปลูกป่าชายเลนจำนวน 4,007.15 ไร่ โดยผู้ประเมินภายนอกสำหรับโครงการภาคสมัครใจ (Validation and Verification Body: VVB) แล้วเสร็จและอยู่ระหว่างขึ้นทะเบียนโครงการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจตามมาตรฐานของประเทศไทย (Thailand Voluntary Emission Reduction Program: T-VER) กับองค์การบริหารก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) หรือ อบก. พร้อมทั้งได้รับอนุมัติคำขอเข้าร่วมโครงการปลูกป่าชายเลนเพิ่มเติมจำนวน 1,000 ไร่ จากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง หรือ ทช. เพื่อดำเนินการปลูกตามแผนงานปี 2567 นอกจากนั้นบริษัทยังคงบำรุงรักษาป่าชายเลนแปลงปลูกปี 2564 จำนวน 1,000 ไร่ อย่างต่อเนื่อง
การปลูกป่าบก	บริษัทดำเนินการตรวจสอบความใช้ได้ (Validation) แล้วเสร็จและได้ดำเนินการยื่นคำขอขึ้นทะเบียนโครงการ T-VER กับ อบก. ของพื้นที่ปลูกป่าบกร่วมกับกรมอุทยานแห่งชาติ สัตว์ป่า และพันธุ์พืช จำนวน 5,530 ไร่ เช่นเดียวกับโครงการฟื้นฟูและดูแลป่าชุมชนในพื้นที่ของกรมป่าไม้ ร่วมกับมูลนิธิแม่ฟ้าหลวง ในพระบรมราชูปถัมภ์ จำนวน 20,000 ไร่ นอกจากนี้ บริษัทอยู่ระหว่างเตรียมการปลูกป่าในพื้นที่กรมป่าไม้ จำนวน 4,050 ไร่ ซึ่งได้รับการอนุญาตในปี 2566 สำหรับแผนงานปลูกและบำรุงรักษาป่าเพื่อคาร์บอนเครดิต ในปี 2567 อยู่ระหว่างการสำรวจพื้นที่เพิ่มเติมกับกรมอุทยานฯ และกรมป่าไม้ พร้อมทั้งอยู่ระหว่างการทำสัญญาปลูกและบำรุงรักษาป่าชุมชนตามแผนงานร่วมกับมูลนิธิแม่ฟ้าหลวง ในพระบรมราชูปถัมภ์
การดำเนินการศึกษาประสิทธิภาพการกักและเก็บคาร์บอนในโครงการป่าพรุและบลูคาร์บอน	บริษัทได้ร่วมกับมูลนิธิปิดทองหลังพระ สืบสานแนวพระราชดำริ ในการเตรียมข้อมูลเพื่อจัดทำโครงการนำร่องการอนุรักษ์และฟื้นฟูพื้นที่ป่าพรุในอำเภอบาเจาะ จังหวัดนราธิวาส ประมาณ 5,500 ไร่ ปัจจุบันนี้อยู่ในระหว่างการหารือร่วมกันกับกรมส่งเสริมสหกรณ์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ เพื่อขออนุญาตการใช้พื้นที่และการแบ่งปันคาร์บอนเครดิต นอกจากนั้นบริษัทอยู่ระหว่างเตรียมการศึกษาประสิทธิภาพการกักและเก็บคาร์บอนของแหล่งหญ้าทะเลจากการย้ายปลูก ร่วมกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง บนพื้นที่กว่า 10 ไร่ ในจังหวัดชุมพร รวมถึงเตรียมการศึกษาปริมาณการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์จากหอยและสาหร่ายโดยการเพาะเลี้ยงในพื้นที่จริงที่ศูนย์การเรียนรู้ธนาคารสัตว์ทะเลเกาะสีชัง ร่วมกับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

ธุรกิจเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

AI AND ROBOTICS VENTURES

เป็นการลงทุนผ่าน บริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (AI and Robotics Ventures: ARV) ประกอบด้วย

1) **หน่วยงานส่วนกลางของ** ARV ที่ดำเนินงานด้านการวิจัยและพัฒนา เพื่อจัดหาผลิตภัณฑ์ทางธุรกิจด้วยเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ รวมถึงการบ่มเพาะและพัฒนาธุรกิจใหม่ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์

2) **หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่** เพื่อรองรับการเติบโตในรูปแบบ Deep Technology Start-up โดยในไตรมาส 1 ปี 2567 มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

หน่วยงานส่วนกลางของ ARV

ARV มุ่งมั่นพัฒนาผลิตภัณฑ์ด้านปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์สำหรับการปฏิบัติงานนอกชายฝั่งในรูปแบบดิจิทัล (AI and Robotics Solutions for Offshore Digitalization) ที่เชื่อมต่อเทคโนโลยี AI ดิจิทัลแพลตฟอร์ม และหุ่นยนต์อัตโนมัติทั้งภาคพื้นดิน อากาศ และใต้ทะเล ให้สามารถทำงานร่วมกันได้อย่างราบรื่น ซึ่ง ARV ได้รับรางวัล “Spotlight on new Technology Award” ในงาน OTC Asia 2024 ที่กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซีย ในเดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา

ARV ร่วมกับกรมทางหลวง นำ “HORRUS” (ฮอรัส) เทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับอัตโนมัติ มาใช้ในการช่วยควบคุมการจราจรช่วงเทศกาลปีใหม่ บนเส้นทางมุ่งสู่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคเหนือ โดยใช้เทคโนโลยี 5G ประกอบกับระบบปัญญาประดิษฐ์ (AI) ที่ทำการวิเคราะห์ข้อมูลเรียลไทม์ (Real time data analytics) หาจุดที่มีแถวคอยหรือจุดรถติด แสดงภาพการจราจรที่คมชัด จำแนกประเภทของรถ และวัดความเร็วในการเคลื่อนที่ ช่วยให้เจ้าหน้าที่สามารถบริหารจัดการสภาพการจราจรได้อย่างรวดเร็ว และมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ซึ่งโครงการนี้เป็นโครงการที่ทำต่อเนื่องมาเป็นปีที่ 2 โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อนำเทคโนโลยีมาต่อยอดพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านการจราจรในอนาคต

หน่วยธุรกิจย่อยที่จัดตั้งเป็นบริษัทใหม่

ROVULA

ROVULA

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจซ่อมบำรุงใต้น้ำ

ในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 ROVULA ได้รับรางวัลจากเวที International Finance Award 2023 ร่วมกับ บริษัท เอสทูโรโบติกส์ จำกัด (S2 Robotics) ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง ROVULA กับบริษัท Kongsberg Ferrotech (Norway) จำนวน 2 รางวัล ได้แก่ รางวัล Most Innovative AI Turnkey Solution Provider – Subsea Inspection, Repair, Maintenance (IRM) และ รางวัล Best New Subsea IRM Platform – NAUTILUS ซึ่ง International Finance Award ถือเป็นรางวัลที่ได้รับการยอมรับในระดับสากลในหลากหลายอุตสาหกรรมทั่วโลก สะท้อนถึงศักยภาพในการสร้างสรรค์นวัตกรรมในการพัฒนาเทคโนโลยีและปัญญาประดิษฐ์สำหรับตรวจสอบและซ่อมบำรุงท่อปิโตรเลียมใต้ทะเลอย่างครบวงจร

SKYLLER

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์

SKYLLER ปฏิบัติงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานหลายโครงการด้วยเทคโนโลยีอากาศยานไร้คนขับ (Unmanned Aerial Vehicle : UAV) อาทิ โครงการตรวจสอบความผิดปกติของเสาส่งไฟฟ้าในพื้นที่แหล่งผลิตน้ำมันบนบก จำนวน 3,026 ต้น และโครงการตรวจสอบหอเผาไหม้ก๊าซ (Flare) และอุปกรณ์ต่าง ๆ บนแท่นผลิตปิโตรเลียมกลางทะเลในโครงการพื้นที่อ่าวไทย ซึ่งสามารถตรวจจับความผิดปกติและประเมินความเสียหายเบื้องต้นได้อย่างรวดเร็ว

SKYLLER มุ่งปรับปรุงประสิทธิภาพการให้บริการของแพลตฟอร์มวิเคราะห์และประมวลผลอัจฉริยะสำหรับงานตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานในกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ (Skyller Platform) ที่มีเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ในการตรวจจับรอยแตกและการกัดกร่อนที่เกิดกับโครงสร้างและอุปกรณ์เผาไหม้ก๊าซส่วนเกินในระบบ (Flare) เพื่อนำไปวางแผนในการซ่อมบำรุง โดยกำลังอยู่ในระหว่างขั้นตอนการพัฒนาคุณสมบัติ AI เพิ่มเติม เพื่อให้แพลตฟอร์มสามารถแนะนำวิธีการซ่อมแซม ตามความเหมาะสมของประเภทการชำรุดเสียหายของอุปกรณ์นั้น ๆ ซึ่งคาดว่าคุณสมบัติของ AI นี้จะพร้อมทดลองใช้งานได้ภายในไตรมาส 2 ปี 2567

VARUNA

บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านคาร์บอนจากธรรมชาติ

VARUNA มุ่งมั่นพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อใช้สำหรับการพัฒนาโครงการคาร์บอนเครดิตในภาคป่าไม้อย่างต่อเนื่อง อาทิ โดรนสำหรับปลูกป่า ซึ่งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพและลดเวลาในการปลูกได้ถึง 10 เท่าเทียบกับการใช้คน ทั้งยังช่วยให้สามารถเข้าไปปลูกป่าในพื้นที่ส่วนที่คนเข้าไปไม่ถึง และเทคโนโลยี Smart Forest Platform แพลตฟอร์มสำหรับการบริหารจัดการพื้นที่ป่าอย่างครบวงจร ตั้งแต่การคัดเลือกพื้นที่เพาะปลูก การเฝ้าติดตามการเติบโตของต้นไม้ การเฝ้าระวังไฟป่า และการบุกรุกพื้นที่ป่า ซึ่งสามารถช่วยผู้พัฒนาโครงการในการติดตามวิเคราะห์พื้นที่สีเขียว และวางแผนตัดสินใจในการพัฒนาโครงการได้ โดย VARUNA วางแผนที่จะนำเทคโนโลยีเหล่านี้ไปเริ่มใช้สำหรับการพัฒนาโครงการคาร์บอนเครดิตบนพื้นที่ป่าจริง ในช่วงกลางปี 2567 นี้

ให้บริการให้คำปรึกษาด้านคาร์บอนเครดิตและ Carbon Footprint แก่องค์กรชั้นนำด้านธุรกิจพลังงาน โดยการบริการครอบคลุมถึงการสำรวจจัดเก็บข้อมูลพื้นที่ป่า วิเคราะห์ข้อมูลเพื่อติดตามการเปลี่ยนแปลงเชิงพื้นที่ ศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการคาร์บอนเครดิต คาดการณ์ปริมาณคาร์บอนเครดิตที่จะได้รับ รวมถึงให้คำแนะนำแนวทางในการดำเนินโครงการต่อไป

CARIVA

บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีดิจิทัลด้านสุขภาพ และปัญญาประดิษฐ์ทางการแพทย์

CARIVA ประสบความสำเร็จในการระดมทุนรอบ Series A โดยมีบริษัทกรุงเทพดุสิตเวชการ จำกัด (มหาชน) หรือ BDMS เป็นผู้ร่วมลงทุนหลัก เพื่อมุ่งสู่เป้าหมายในการยกระดับมาตรฐานการบริการดูแลสุขภาพเชิงป้องกัน (Preventive Care) และการแพทย์เฉพาะบุคคล (Personalized Medicine) ซึ่ง CARIVA จะนำเงินลงทุนที่ได้รับประกอบกับความเชี่ยวชาญทางบุคลากรทางการแพทย์จาก BDMS ไปต่อยอดพัฒนานวัตกรรมปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence : AI) ทางการแพทย์ เช่น การพัฒนากระบวนการวิเคราะห์และแปลผลจากการตรวจสุขภาพทางห้องปฏิบัติการ เพื่อค้นหาโรคที่เป็นความเสี่ยงสำคัญของผู้ป่วย (Lab Interpretation Solution) การใช้เทคโนโลยีรู้จำเสียงอัตโนมัติ ช่วยในการบันทึกข้อมูลคำสั่งทางการแพทย์แบบ real-time (Automatic Speech Recognition) และ การพัฒนา AI ที่ช่วยประเมินอาการและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโรค (Symptom Checkers) เป็นต้น

CARIVA ได้ร่วมมือกับกรมอนามัย นำ Hosline (เดิมชื่อว่า Mor Online) ระบบบริการทางการแพทย์บนแพลตฟอร์ม Line OA ไปขยายการให้บริการกับโรงพยาบาลภาครัฐ 13 จังหวัดทั่วประเทศไทย หลังจากเริ่มนำร่องใช้กับโรงพยาบาลในเครือกรมอนามัย 4 จังหวัดในไตรมาส 4 ปี 2566 โดย Hosline สามารถเชื่อมต่อกับข้อมูลของโรงพยาบาล ทำให้คนไข้สามารถนัดพบแพทย์และให้แพทย์วินิจฉัยโรคออนไลน์ผ่านการวีดีโอคอลได้ ซึ่งบริการนี้จะช่วยให้ประชาชนสามารถเข้าถึงการรักษาได้รวดเร็ว สะดวกสบายยิ่งขึ้น และช่วยลดความหนาแน่นของประชาชนที่ต้องการใช้บริการกับโรงพยาบาลภาครัฐ

CARIVA ได้รับมอบใบรับรองมาตรฐาน ISO 13485 สำหรับ PreceptorAI ผลิตภัณฑ์ AI ทางการแพทย์ ในรูปแบบของ Chatbot ที่ช่วยในการสืบค้น สรุป และตอบคำถามทางการแพทย์ โดยอ้างอิงจากเวชปฏิบัติของแต่ละประเทศ ถูกออกแบบมาเพื่อเพิ่มคุณภาพการรักษาและช่วยแบ่งเบาภาระงานของบุคลากรทางการแพทย์ ซึ่งใบรับรองนี้รับประกันว่า PreceptorAI ถูกคิดค้น พัฒนา และให้บริการ ตามมาตรฐานระบบการจัดการคุณภาพที่เข้มงวดสำหรับการบริการทางการแพทย์ อีกทั้งยังแสดงให้เห็นว่า CARIVA ให้ความสำคัญกับการพัฒนาเทคโนโลยี ผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ เพื่อช่วยบุคคลากรทางการแพทย์อย่างต่อเนื่อง และสอดคล้องกับมาตรฐานระดับสากล โดย PreceptorAI ได้เปิดตัวให้บริการสำหรับผู้ใช้งานแบบสมัครสมาชิก และเริ่มสร้างรายได้ให้แก่ CARIVA ในไตรมาส 1 ที่ผ่านมา ซึ่งปัจจุบันมียอดผู้ใช้งานทั้งสิ้นรวมมากกว่า 9,000 คน

bedrock®

BEDROCK

หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ

BEDROCK ร่วมกับเทศบาลตำบลลำพญา จังหวัดนครปฐม เปิดตัวลำพญาสมาร์ทวิลเลจ เปลี่ยนแปลงการบริหารจัดการเมืองครั้งใหญ่ ด้วยการใช้แพลตฟอร์มอัจฉริยะของ BEDROCK มาช่วยในการบริหารจัดการเมืองให้มีประสิทธิภาพ ใช้งบประมาณได้อย่างคุ้มค่า ลดภาระงานให้กับเจ้าหน้าที่ พร้อมยกระดับคุณภาพชีวิตของประชาชน โดยเทศบาลตำบลลำพญาได้ใช้ 5 เทคโนโลยีอัจฉริยะ ของ BEDROCK ได้แก่ 1) **แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง** ที่รวบรวมข้อมูลโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อการวางแผนและพัฒนาเทศบาลได้อย่างมีประสิทธิภาพ 2) **ระบบรับแจ้งเหตุและจัดการปัญหาออนไลน์** ที่ประชาชนสามารถแจ้งเหตุ ชำระเงิน และจองคิว ได้ในแพลตฟอร์มเดียว 3) **ระบบอนุญาตและควบคุมอาคารอัจฉริยะ** ที่ใช้เทคโนโลยี AI ตรวจสอบข้อมูลและความถูกต้องของเอกสารเพื่อลดเวลาการอนุมัติ 4) **ระบบบริหารจัดการทรัพย์สินอัจฉริยะ** บริหารสินทรัพย์ด้วยเทคโนโลยี AI ทั้งในเรื่องของการ ตรวจจับ จำแนก และรอบการซ่อมบำรุง และ 5) **ระบบสารบรรณอิเล็กทรอนิกส์** สำหรับบริหารทรัพยากรบุคคล ตั้งแต่การจัดการผังองค์กร ข้อมูลพนักงาน กำหนดสวัสดิการ และกระบวนการอนุมัติ ไปจนถึงการจัดการบัญชีรายได้ โดยโครงการนี้แสดงให้เห็นว่าบริการของ BEDROCK สามารถช่วยพัฒนาท้องถิ่นได้อย่างแท้จริง

ปัจจุบัน BEDROCK ได้นำเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์การบริหารจัดการเมืองอัจฉริยะ (Smart City) ไปเริ่มใช้งานจริงกับทางเทศบาลต่าง ๆ กว่า 100 เทศบาลทั่วประเทศ เพื่อใช้ในการสนับสนุนและเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานขององค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น มุ่งสู่เป้าหมายการพัฒนาเป็นเมืองอัจฉริยะที่น่าอยู่อย่างยั่งยืน

ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

โครงการผลิตกรีนไฮโดรเจน

ในไตรมาส 4 ปี 2566 บริษัท พีวีเจอร์เทค เอนเนอร์ยี่ 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, และ บริษัท 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 ตั้งอยู่ในจังหวัดดูคุม ทางตะวันออกของประเทศโอมาน ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 340 ตารางกิโลเมตร **ปัจจุบันบริษัท พีวีเจอร์เทค เอนเนอร์ยี่ เวนเจอร์ส จำกัด และกลุ่มผู้ร่วมทุนได้จัดตั้งบริษัทร่วมทุน Hydrogen Duqm LLC ที่ประเทศโอมาน และอยู่ในขั้นตอนการประเมินศักยภาพพลังงานลมและแสงแดด รวมถึงการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ** (Feasibility study) **เพื่อประเมินมูลค่าการลงทุนของโครงการดังกล่าวต่อไป** โดยคาดว่าจะเริ่มการผลิตกรีนไฮโดรเจนได้ในปี 2573 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 2.2 แสนตันต่อปี ด้วยไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนแสงอาทิตย์ และลม ขนาดประมาณ 5 กิกะวัตต์ กรีนไฮโดรเจนที่ผลิตได้โดยส่วนใหญ่จะใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตกรีนแอมโมเนียที่กำลังการผลิตประมาณ 1.2 ล้านตันต่อปี และส่งออกไปยังประเทศเกาหลีใต้

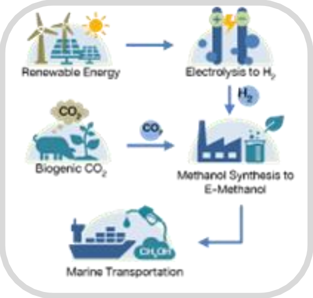
โครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง

เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2566 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขาย Share Purchase Agreement (สัญญาฯ) เพื่อเข้าซื้อหุ้นทุนในสัดส่วนร้อยละ 50 ของบริษัท TotalEnergies Renewables Seagreen Holdco Ltd (หรือ TERSH) จากบริษัท TotalEnergies Renewables UK Ltd (TERUK) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยในกลุ่มบริษัท TotalEnergies SE (TotalEnergies) ในมูลค่าเงินลงทุนประมาณ 522 ล้านปอนด์สเตอร์ลิง (เทียบเท่าประมาณ 689 ล้านดอลลาร์ สรอ.) โดยปัจจุบัน บริษัท TERSH ถือสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 51 ในโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่ง Seagreen Offshore Wind Farm ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทะเลเหนือ ห่างจากชายฝั่งประเทศสกอตแลนด์ สหราชอาณาจักร ประมาณ 27 กิโลเมตร มีกังหันลมเพื่อผลิตไฟฟ้าทั้งสิ้น 114 ต้น มีกำลังการผลิตรวมประมาณ 1.1 กิกะวัตต์ เป็นโรงไฟฟ้าพลังงานลมที่ใหญ่ที่สุดในประเทศสกอตแลนด์ ก่อสร้างแล้วเสร็จ และได้เริ่มผลิตไฟฟ้าเชิงพาณิชย์ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2566 โดยมีบริษัท SSE Renewables Services (UK) Ltd ซึ่งมีความเชี่ยวชาญในธุรกิจพลังงานหมุนเวียนในประเทศสกอตแลนด์ เป็นผู้ดำเนินการ และถือสัดส่วนร้อยละ 49 ในโครงการ การลงทุนในธุรกิจพลังงานลมนอกชายฝั่งนี้ ถือเป็นก้าวสำคัญในการขยายการลงทุนไปยังธุรกิจพลังงานสะอาดที่มีศักยภาพเติบโตสูง สอดคล้องกับกลยุทธ์ของบริษัทเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition Business) โดยใช้ประโยชน์จากความเชี่ยวชาญของ ปตท.สผ. ในการบริหารโครงการนอกชายฝั่ง ต่อยอดพันธมิตรที่มีอยู่เดิมในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และเริ่มลงทุนในโครงการที่เข้าสู่การผลิตแล้ว มีความเสี่ยงอยู่ในระดับต่ำ มีความสม่ำเสมอของกระแสเงินสด

PTTEP

อยู่ในประเทศที่มีนโยบายสนับสนุนอุตสาหกรรมพลังงานลมนอกชายฝั่งอย่างต่อเนื่อง พร้อมกันนี้ ปตท.สผ. ได้ลงนามบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) กับ TotalEnergies SE เพื่อขยายความร่วมมือในการลงทุนในโครงการพลังงานลมนอกชายฝั่งอื่น ๆ และแลกเปลี่ยนประสบการณ์และความรู้ในอุตสาหกรรมเพื่อเป็นประโยชน์ในการดำเนินการต่อไป **ขณะนี้บริษัทอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาฯ รวมถึงการได้รับอนุมัติจากหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง โดยคาดว่าการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ในไตรมาส 2 ปี 2567** ซึ่งจะส่งผลให้กลุ่มบริษัท ปตท.สผ. ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมในโครงการ Seagreen Offshore Wind Farm ในสัดส่วนร้อยละ 25.5 ผ่านการถือสัดส่วนในบริษัท TERSH

โครงการผลิตกรีนอีเมทานอล



ในไตรมาส 2 ปี 2565 บริษัทได้ลงนามในบันทึกข้อตกลง 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) นอกจากนั้น ในอุตสาหกรรมเดินเรือยังมีการสั่งผลิตเรือที่ขับเคลื่อนโดยเชื้อเพลิงเมทานอลเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก ทั้งนี้อุตสาหกรรมเดินเรือยังมีการสั่งผลิตเรือที่ขับเคลื่อนโดยเชื้อเพลิงเมทานอลเพิ่มขึ้นอีกเป็นจำนวนมาก ขณะนี้บริษัทกำลังอยู่ในช่วงศึกษาความเป็นไปได้ของการผลิตกรีนอีเมทานอลในเชิงพาณิชย์ก่อนที่จะเข้าสู่ขั้นตอนการศึกษาในเชิงวิศวกรรม(FEED)

โครงการเกี่ยวกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

ในไตรมาส 1 ปี 2567 บริษัทร่วมมือกับ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, องค์การเพื่อความมั่นคงด้านโลหะและพลังงานแห่งประเทศญี่ปุ่น (JOGMEC) และบริษัท อินเปกซ์ คอร์ปอเรชั่น (INPEX) ดำเนินการศึกษาร่วมกันเกี่ยวกับศักยภาพในการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทยตอนบน ซึ่งจะเป็นรากฐานทางเทคนิคสำหรับการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS Hub) ในเขตพัฒนาพิเศษภาคตะวันออกในอนาคต โดย**ในเดือนมีนาคม ได้มีการสรุปแผนการดำเนินงานและงบประมาณภายใต้กรอบความร่วมมือสำหรับปี** 2567 และจะเป็นการเตรียมความพร้อมสำหรับกิจกรรมทางเทคนิคต่าง ๆ ในอนาคตเพื่อสนับสนุนการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ภายในประเทศ

เมื่อเดือนมิถุนายน ปี 2565 บริษัทร่วมกับสมาชิกในกลุ่มบริษัท ปตท. ได้ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคและรูปแบบธุรกิจสำหรับ โครงการดักจับและและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่ภาคตะวันออกของประเทศไทย และได้จัดทำรายงาน (Whitepaper) เกี่ยวกับนโยบายสนับสนุนรวมถึงประโยชน์ทางสังคมและเศรษฐกิจเสนอต่อทางภาครัฐ นอกจากนี้ บริษัทยังได้ดำเนินการศึกษาข้อจำกัดด้านกฎระเบียบ และมุ่งหวังที่จะเสนอแนวทางที่เหมาะสมในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในประเทศไทย

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ (ลานแสงอรุณ)

โครงการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ลานแสงอรุณ ตั้งอยู่ในพื้นที่ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร โดยมีพื้นที่ประมาณ 110 ไร่ และมีกำลังการผลิตประมาณ 9.98 เมกะวัตต์ มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนสำหรับใช้ในโครงการเอส 1 **โดยโครงการได้เริ่มจ่ายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 29 มิถุนายน 2566 และปัจจุบันการจ่ายไฟเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด**

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

สำนักงานพลังงานสากล (IEA) ปรับลดคาดการณ์อุปทานน้ำมันดิบโลกในปี 2567 โดยคาดว่าอุปทานน้ำมันจะเพิ่มขึ้นเพียง 0.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน สู่ระดับ 102.9 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งแสดงถึงอุปทานน้ำมันในปี 2567 ที่ตึงตัวมากขึ้น

ในด้านอุปสงค์ IEA มีการปรับเพิ่มคาดการณ์การเติบโตของอุปสงค์น้ำมันดิบโลกในปี 2567 โดยคาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน ไปที่ระดับ 103.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยเพิ่มขึ้นจากแนวโน้มอุปสงค์ในประเทศพัฒนาแล้ว (OECD) เช่น สหรัฐอเมริกา และสหภาพยุโรป คาดการณ์ว่าในช่วงครึ่งปีแรก อัตราดอกเบี้ยนโยบายจะยังอยู่ในระดับสูง และจะมีการปรับลดดอกเบี้ยนโยบายในช่วงครึ่งหลังของปี เศรษฐกิจภาพรวมคาดว่าจะฟื้นตัว รวมถึงอุปสงค์การใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นด้วย ขณะที่ตัวเลขทางเศรษฐกิจของประเทศจีนส่งสัญญาณค่อย ๆ ฟื้นตัวเช่นเดียวกัน โดยในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 ดัชนีการผลิตภาคอุตสาหกรรมของประเทศจีนเติบโตที่ร้อยละ 7.0 สูงกว่าคาดการณ์ที่ร้อยละ 5.3 ทำให้คาดการณ์ว่าความต้องการใช้น้ำมันของประเทศจีนในปี 2567 มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้น เมื่อพิจารณาสมดุลอุปสงค์และอุปทาน พบว่าปริมาณน้ำมันดิบสำรองทั่วโลกจะปรับตัวลดลงจากความต้องการใช้ที่มากกว่าปริมาณที่ผลิตได้ ทำให้ภาพรวมอุปทานตึงตัวในปี 2567

ปัจจัยที่ต้องติดตามในระยะนี้คือ 1) การเคลื่อนไหวของปริมาณสำรองน้ำมันดิบหลังจากที่กลุ่มOPEC+ ได้ขยายระยะเวลาลดกำลังการผลิตเป็นไตรมาส 2 ปี 2567 รวมถึงตลาดคาดการณ์ว่ากลุ่ม OPEC+ มีแนวโน้มที่จะคงนโยบายลดกำลังการผลิตไปจนถึงสิ้นปี 2567 2) สถานการณ์ความขัดแย้งทางรัฐภูมิศาสตร์ในภูมิภาคตะวันออกกลางระหว่างอิสราเอลและอิหร่าน ซึ่งอาจส่งผลต่อการขนส่งน้ำมันดิบผ่านช่องแคบฮอร์มุซ รวมถึงอุปทานน้ำมันดิบในภูมิภาค 3) สงครามรัสเซีย-ยูเครน ที่ยังคงมีแนวโน้มต่อเนื่องและรุนแรงขึ้น 4) แนวโน้มการเติบโตของเศรษฐกิจในสหรัฐอเมริกา จีนและอินเดีย และ 5) การซื้อคืนน้ำมันดิบเข้าสู่คลังสำรองทางยุทธศาสตร์ในสหรัฐอเมริกา

โดยสรุป ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าในปี 2567 อุปทานน้ำมันดิบจะยังคงตึงตัว โดยมีปัจจัยสำคัญ เช่น การเติบโตด้านเศรษฐกิจ และการควบคุมการผลิตของกลุ่ม OPEC+ เป็นต้น จึงคาดการณ์ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบจะเคลื่อนไหวในกรอบราคา 70 - 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

แม้ว่าสถานการณ์ตลาดโลกของ LNG ในปัจจุบันยังคงอยู่ในภาวะล้นตลาดจากก๊าซธรรมชาติคงคลังที่อยู่ในระดับสูง และอุปทานที่เพียงพอกับความต้องการอย่างต่อเนื่อง สำหรับปี 2567 คาดการณ์ว่าแนวโน้มความต้องการ LNG จะเพิ่มสูงขึ้นในไตรมาส 2 - 4 เนื่องจากความต้องการใช้พลังงานในฤดูร้อนของกลุ่มประเทศเอเชียในไตรมาส 2 - 3 และประเทศในภูมิภาคยุโรปที่จะเริ่มกักตุน LNG สำหรับฤดูหนาว ในไตรมาส 4 โดยในปี 2567 คาดว่าจะมีความต้องการ LNG รวมอยู่ที่ 439 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากปี 2566 ข้อมูลจาก FGE เดือนมีนาคม 2567)

ขณะที่ด้านอุปทานซึ่งมีกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิม และโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 15 ล้านตันต่อปี โดยหลักจากการผลิตเพิ่มจากโครงการใหม่ ๆ ในสหรัฐอเมริกา และอินโดนีเซีย ส่งผลให้อุปทานรวมในปี 2567 อยู่ที่ 422 ล้านตันต่อปี (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 4 จากปี 2566 ข้อมูลจาก FGE เดือนมีนาคม 2567) ในส่วนปัจจัยสำคัญที่กระทบตลาด LNG ประกอบด้วย สภาพอากาศในภูมิภาคยุโรปที่จะส่งผลต่อความต้องการ LNG การฟื้นตัวทางเศรษฐกิจของประเทศจีน นโยบายการปรับลดอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางในประเทศต่าง ๆ เพื่อควบคุมอัตราเงินเฟ้อ ซึ่งจะส่งผลให้เศรษฐกิจดีขึ้น และมีความต้องการใช้พลังงานสูงขึ้น และความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ทั้งนี้ ปตท.สผ. คาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2567 อยู่ที่ประมาณ 9 - 13 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก S&P Global Platts เดือนกุมภาพันธ์ และ FGE เดือนมีนาคม 2567)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2567 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงมาอยู่ที่ร้อยละ 2.5 - 3 จากปัจจัยภาคการส่งออกหดตัวเนื่องจากอุปสงค์โลกและเศรษฐกิจจีนฟื้นตัวช้า รวมทั้งการลงทุนภาครัฐที่ลดลงจากการที่งบประมาณรายจ่ายประจำปีล่าช้า แต่การบริโภคภาคเอกชนและภาคการท่องเที่ยวยังคงขยายตัวต่อเนื่อง และเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญต่อเศรษฐกิจไทย ในเชิงนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยมองว่าอัตราดอกเบี้ยปัจจุบันยังสอดคล้องกับการขยายตัวของเศรษฐกิจรวมทั้งเอื้อต่อการรักษาเสถียรภาพเศรษฐกิจการเงินในระยะยาว อย่างไรก็ตาม ตลาดคาดการณ์ว่าธนาคารแห่งประเทศไทยอาจมีการปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายเนื่องจากแนวโน้มเศรษฐกิจและเงินเฟ้อที่อยู่ในระดับต่ำ

แนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2567 คาดว่ายังคงมีความผันผวน และอาจอ่อนค่าในระยะสั้นเนื่องจากตลาดคาดการณ์การลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารแห่งประเทศไทย และในช่วงไตรมาส 2 ของทุกปีจะเป็นช่วงเวลาที่นักลงทุนชาวต่างชาติมีการส่งเงินปันผลกลับประเทศทำให้เกิดแรงขายบาทเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม คาดว่าเงินบาทจะเริ่มปรับตัวแข็งค่าขึ้นในครึ่งหลังของปี 2567 จากการปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารกลางสหรัฐอเมริกา รวมทั้งคาดการณ์การขยายตัวของภาคท่องเที่ยวที่ดีขึ้นอย่างต่อเนื่อง และการอนุมัติงบประมาณรายจ่ายประจำปีที่จะส่งผลต่อการขยายตัวของเศรษฐกิจไทย

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 2 ปี 2567 และปี 2567

ปริมาณการขาย ราคาขาย และต้นทุน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลต่อผลการดำเนินงานของบริษัท ทั้งนี้ เพื่อให้แนวโน้มผลการดำเนินงานสอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป บริษัทจึงได้ดำเนินการติดตามและปรับเปลี่ยนสมมติฐานให้สะท้อนสถานการณ์ปัจจุบัน ส่งผลให้ประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาส 2 ปี 2567 และปี 2567 เป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)		ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)		ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ไตรมาส 2 ปี 2567	ปี 2567	ไตรมาส 2 ปี 2567	ปี 2567	ไตรมาส 2 ปี 2567 และ ปี 2567	ไตรมาส 2 ปี 2567 และ ปี 2567
~514	~509	~5.9	~5.9	~28-29	~70-75%

หมายเหตุ: 1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
2. สมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปี 2567 อยู่ที่ 80 – 85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

<u>ปริมาณการขาย</u>

- คาดการณ์ปริมาณขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2567 และปี 2567 ที่ประมาณ 514,000 และ 509,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ เพิ่มขึ้นจากปี 2566 โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณขายในประเทศไทย เช่น ความสำเร็จของการเพิ่มกำลังการผลิตของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) สู่ระดับ 800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ตั้งแต่วันที่ 20 มีนาคม 2567 ซึ่งเร็วกว่าแผนงาน และโครงการบี 8/32 ที่กลับมาดำเนินการผลิตได้ตามปกติ หลังจากในปี 2566 มีการหยุดผลิตชั่วคราวจากปัญหาเรือรับก๊าซธรรมชาติของผู้ดำเนินการ

<u>ราคาขาย</u>

- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลัง 6 – 24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับทั้งไตรมาส 2 ปี 2567 และปี 2567 จะอยู่ที่ประมาณ 5.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยมีแนวโน้มลดลงเพียงเล็กน้อยจากปีก่อนหน้า
- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดย ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2567 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าว จำนวน 3.3 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

<u>ต้นทุน</u>

- สำหรับไตรมาส 2 ปี 2567 และทั้งปี 2567 ปตท.สผ. คาดว่าต้นทุนต่อหน่วยจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับปี 2566 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น จากกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) รวมถึงต้นทุนการดำเนินงานในอุตสาหกรรมปรับตัวสูงขึ้น จากแนวโน้มอุปสงค์ของแท่นขุดเจาะที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่อุปทานมีจำกัด อย่างไรก็ตาม บริษัทยังสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ในระดับ 28 – 29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ