บทสรุปผู้บริหาร

ในภาพรวมของปี 2565 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 96.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมากจากปี 2564 ที่ 69.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เป็นผลมาจากอุปทานน้ำมันดิบที่ตึงตัวจากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนที่เกิดขึ้น ถึงแม้ภาวะเงินเฟ้อที่สูงขึ้นและการปรับขึ้นดอกเบี้ยของธนาคารกลางหลายแห่งทั่วโลกอาจส่งผลให้เกิดความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจหดตัว แต่ความต้องการน้ำมันดิบได้เริ่มฟื้นตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 ที่คลี่คลายลง ราคาน้ำมันดิบดูไบแตะระดับสูงสุดที่ 127.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลในช่วงเดือนมีนาคม เป็นผลจากสงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และยังคงตัวในระดับสูงในไตรมาส 2 จากสถานการณ์ความไม่สงบภายในของประเทศลิเบียและเอกวาดอร์ อย่างไรก็ตาม การทยอยปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองเชิงยุทธศาสตร์ของนานาประเทศ ประกอบกับความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอยทั่วโลก และมาตรการปิดเมืองของประเทศจีนเพื่อสกัดการระบาดระลอกใหม่ของโควิด-19 ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 3 ปรับตัวลงเล็กน้อย ต่อเนื่องไปจนถึงไตรมาส 4 แม้ว่ากลุ่ม OPEC+ ได้ตกลงปรับลดกำลังการผลิตสูงถึง 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน มีผลตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2565 แต่ราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้แนวโน้มอุปสงค์และอุปทานน้ำมันดิบในปี 2566 คาดว่าจะยังคงตึงตัว โดยคาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบจะเคลื่อนไหวในกรอบราคา 75 - 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยปัจจัยหลักที่จะมีผลกระทบต่อราคาน้ำมัน ได้แก่ ภาวะเศรษฐกิจโลก ความไม่แน่นอนเกี่ยวกับมาตรการโควิดในประเทศจีน สถานการณ์ระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และแผนการใช้น้ำมันดิบจากคลังสำรองทางยุทธศาสตร์ของนานาประเทศ

ในส่วนของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในปี 2565 มีความคืบหน้าในหลายด้าน ได้แก่ การเริ่มการผลิตปิโตรเลียมของโครงการ G1/61 (เอราวัณ) ในเดือนเมษายน ซึ่ง ปตท.สผ. ได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการด้วยความราบรื่น การเข้าเป็นผู้ดำเนินการของโครงการยาดานา ประเทศเมียนมา ในเดือนกรกฎาคม ภายหลังจากผู้ดำเนินการรายเดิมได้ขอยุติการลงทุน การต่ออายุระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA) ต่อไปอีก 10 ปี ซึ่งจะสิ้นสุดในปี 2582 และได้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จะนำเข้ามาในประเทศไทยอย่างน้อย 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันจนถึงปี 2568 นอกจากนั้น ในเดือนกันยายน บริษัทได้เข้าร่วมการประมูลสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทย (รอบ 24) โดยจะทราบผลในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2566 รวมถึงโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ ได้เริ่มการผลิตน้ำมันระยะที่ 1 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 13,000 บาร์เรลต่อวัน และได้เริ่มรับรู้ปริมาณการขายน้ำมันในไตรมาส 4 แล้ว ด้านการดำเนินกิจกรรมสำรวจ บริษัทได้ค้นพบก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ที่หลุมสำรวจที่สองของโครงการมาเลเซีย เอสเค410บี ประเทศมาเลเซีย และประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจโครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2 ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ประมาณ 2.5 - 3.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุตอีกด้วย

ด้านความคืบหน้าของธุรกิจใหม่ ในปี 2565 บริษัทเอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้รับ “รางวัลชนะเลิศ ด้านองค์กรนวัตกรรมดีเด่น” โดยสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน) และหน่วยธุรกิจตรวจซ่อมบำรุงใต้น้ำ ROVULA ได้ประสบความสำเร็จในการนำนวัตกรรมหุ่นยนต์ NAUTILUS มาใช้งานเชิงพาณิชย์ ซึ่งนับเป็นการนำหุ่นยนต์มาใช้ในการซ่อมบำรุงท่อใต้ทะเลครั้งแรกของโลก และพร้อมให้บริการแก่ลูกค้าและพันธมิตรอีกทั้ง ZeaQuest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุน ได้สร้างการเติบโตของรายได้อย่างต่อเนื่อง โดยได้มีการดำเนินงานและส่งมอบโครงการสำรวจ ซ่อมบำรุงท่อใต้ทะเลในอ่าวไทยและอ่าวเมาะตะมะ ในปีที่ผ่านมา ARV ยังได้จัดตั้งหน่วยงานธุรกิจเพิ่มเติม ได้แก่ BEDROCK เพื่อให้บริการแพลตฟอร์มข้อมูลเมืองโดยใช้เทคโนโลยี AI & Machine Learning พร้อมการวิเคราะห์ข้อมูลแบบครบวงจร และ BIND เพื่อให้บริการระบบความปลอดภัย ความเป็นส่วนตัว การยืนยันตัวตนทางดิจิทัล และการเข้าถึงข้อมูลส่วนบุคคลและองค์กร ผ่านเทคโนโลยี Web 3.0

ในด้านกลยุทธ์การบริหารจัดการ ปตท.สผ. ยังคงมุ่งมั่นที่จะมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม ควบคู่กับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ปตท.สผ. จึงกำหนด 3 กลยุทธ์หลักท่ามกลางกระแสการเปลี่ยนผ่านทางด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการวางแนวทางการเตรียมทรัพยากรเพื่อรองรับอนาคต ดังนี้ 1) การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value) โดยการสร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการปัจจุบัน และการขยายการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ 2) การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize) เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี 2593 และ 3) การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify) โดยกำหนดเป้าหมายกำไรสุทธิจากธุรกิจใหม่ร้อยละ 20 ของกำไรสุทธิรวมของ ปตท.สผ. ภายในปี 2573

จากผลการดำเนินงานดังกล่าวข้างต้น ส่งผลให้ผลประกอบการปี 2565 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า โดยปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 12 มาอยู่ที่ 468,130 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน จากการเข้าเป็นผู้ดำเนินการโครงการ G1/61 (เอราวัณ) และปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการต่างประเทศ รวมถึงการเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันในตลาดโลกส่งผลให้ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้า มาอยู่ที่ 53.39 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยลดลงเล็กน้อยมาอยู่ที่ 28.36 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และในปี 2565 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ จำนวน 300 ล้านดอลลาร์ สรอ.โดยหลักจากโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 ผลขาดทุนจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จำนวน 186 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมถึงการรับรู้ค่าใช้จ่ายในการไกล่เกลี่ยคดีฟ้องร้องแบบกลุ่ม (Class Action) โดยกลุ่มผู้เสียหายในประเทศอินโดนีเซีย จำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นปี 2565 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 25,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสด 3,539 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 11,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 3,833 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 13,515 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.28 เท่า

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2565	ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	9,660	7,314	2,346	2,617	2,697	1,989	80	708
รายได้จากการขาย *	9,270	6,731	2,539	2,388	2,469	1,867	81	602
EBITDA **	7,103	4,996	2,107	1,838	1,847	1,330	9	517
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	1,999	1,211	788	664	417	321	(247)	96
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.51	0.30	0.21	0.17	0.11	0.08	(0.06)	0.03
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	2,647	1,479	1,168	706	723	513	17	210
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(648)	(268)	(380)	(42)	(306)	(192)	(264)	(114)

* *รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

** *ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ในประเทศบราซิล การรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างงวด*

กลยุทธ์และการบริหารจัดการ

กลยุทธ์

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการสร้างคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม กลยุทธ์ของ ปตท.สผ. จึงมุ่งเน้นการสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงาน ควบคู่ไปกับการดูแลรักษาสิ่งแวดล้อมในเวลาเดียวกัน โดยกลยุทธ์ของ ปตท.สผ. ประกอบด้วย 3 ด้านหลัก ได้แก่

การขับเคลื่อนและเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

- สร้างความแข็งแกร่งในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) และเสถียรภาพความมั่นคงด้านพลังงาน โดยเฉพาะการตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
    - เพิ่มอัตราการผลิตและโอกาสการขายก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบจากโครงการในปัจจุบัน
    - เร่งดำเนินการโครงการพัฒนาแหล่งใหม่
    - เร่งการพัฒนาและผลิตจากโครงการสำรวจที่มีการค้นพบก๊าซธรรมชาติหรือน้ำมันดิบ
- เพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันด้านต้นทุนการดำเนินงาน
- เน้นการลงทุนโครงการก๊าซธรรมชาติ รวมถึงธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) โดยมุ่งเน้นการลงทุนในส่วนของต้นน้ำ 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) พร้อมเป้าหมายระหว่างทางในการลดปริมาณความเข้ม (Intensity) ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 (จากปีฐาน 2563)
- ดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจกตามแผนงานและหาโอกาสจากการพัฒนาเทคโนโลยี
- เร่งพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage: CCS)
- เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนและมองหาพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่เพื่อนำมาใช้ในพื้นที่ปฏิบัติการ
- ดำเนินการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offsetting) อย่างต่อเนื่อง ผ่านโครงการปลูกป่าและการดูดซับคาร์บอนโดยมหาสมุทร (Blue Carbon) ภายใต้โครงการ Ocean for Life

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

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

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

นอกเหนือจากกลยุทธ์หลัก บริษัทยังมุ่งสร้างการเติบโตบนรากฐานความยั่งยืนที่ครอบคลุมมิติสิ่งแวดล้อม สังคม และการกำกับดูแลกิจการ (ESG) ซึ่งสอดคล้องและเป็นไปตามความคาดหวังของผู้มีส่วนได้เสีย รวมถึงสนับสนุนการดำเนินงานของบริษัท โดยมีการบริหารจัดการและความคืบหน้า ดังนี้

<u>การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล</u>

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2565 ดังนี้

- ดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ Mindful GRC ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพและให้พนักงานตระหนักและนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ พร้อมทั้งการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย
- พัฒนากิจกรรมด้าน GRC ในโครงการมาเลเซียให้เป็นรูปธรรม โดยสร้างแผนการดำเนินงานระยะยาวด้าน GRC พร้อมทั้งติดตามและรายงานผล และสร้างวัฒนธรรมให้เกิดความรู้ความเข้าใจผ่านช่องทางที่เหมาะสม เพื่อเตรียมความพร้อมในการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับองค์กรในปี 2566
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน เพื่อนำไปสู่เป้าหมายการบริหารจัดการความเสี่ยงซึ่งอาจเกิดเป็นปัญหาที่จะส่งผลกระทบต่อเป้าหมายขององค์กร โดยดำเนินการเสร็จสิ้นและเปิดให้พนักงานใช้เต็มรูปแบบในเดือนพฤศจิกายน 2565
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นการรวบรวมรายงาน GRC ในด้านต่าง ๆ ได้แก่ การรับเรื่องร้องเรียน การบริหารความเสี่ยง การบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ การประเมินการควบคุมภายใน และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ เพื่อช่วยให้ผู้บริหารและพนักงานที่เกี่ยวข้องได้รับข้อมูลทางด้าน GRC อย่างทันท่วงทีและช่วยสนับสนุนการตัดสินใจที่สำคัญได้
- สร้างวัฒนธรรม GRC อย่างต่อเนื่องผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ โดยมุ่งเน้นความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับหลักการ GRC และการดำเนินงานขององค์กร เช่น GRC Strategy & Roadmap GRC Targets GRC Management System และสื่อสาร GRC Lesson Learnt เพื่อให้พนักงานเกิดความเข้าใจและสามารถนำหลักการ GRC ไปปรับใช้ในการดำเนินงานได้ รวมถึงส่งเสริมแนวปฏิบัติที่ดีด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก เช่น การเผยแพร่ผ่านช่องทาง Explorer's Journal และ Facebook: PTTEP Shareholders Society ให้กับผู้ถือหุ้น

ในด้านสิทธิมนุษยชน บริษัทมีการกำหนดนโยบายและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนและนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากล แสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2565 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท รวมถึงผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 นอกจากนี้ยังส่งเสริมให้พนักงานทุกคนมีความรู้ความเข้าใจ รวมถึงความรับผิดชอบร่วมในด้านสิทธิมนุษยชนผ่านการอบรมในรูปแบบออนไลน์และสื่อประชาสัมพันธ์อย่างต่อเนื่อง

นอกจากนี้ บริษัทยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย ความมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด โดยในไตรมาส 4 ปี 2565 มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.15 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.85 ซึ่งอยู่ในระดับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

<u>การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ การฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม</u>

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ เพื่อการบรรลุเป้าหมายที่จะสามารถนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ

และการเป็นองค์กรที่ปราศจากของเสียที่เป็นขยะที่กำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 ผลการดำเนินงานที่สำคัญ สามารถแบ่งเป็น 2 หมวดงาน ได้แก่

1) การนำโครงสร้างหลักกลับมาใช้งานใหม่ (Main Structure Reuse) โดยเน้นส่วนบนของแท่นหลุมผลิต ซึ่งได้ดำเนินการแล้วและอยู่ในระหว่างการศึกษากระบวนการนำขาของแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่กลับไปใช้ใหม่ โดยผลที่ได้จากการศึกษาจะถูกนำมาพิจารณาในการพัฒนาเป็นมาตรฐานในการดำเนินงานในอนาคต

2) การเพิ่มมูลค่าของเสีย (Upcycling High Volume Waste) ด้วยการเพิ่มมูลค่าของเสียที่เกิดจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมผ่านโครงการที่สำคัญต่าง ๆ เช่น โครงการการดักจับและใช้ประโยชน์จากก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCU) โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนต (CO_2 Conversion to Carbon-Based Product - CCC) โครงการดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาเป็นส่วนประกอบของคอนกรีต (CO_2 Curing) และโครงการเพิ่มมูลค่าจากการเปลี่ยนทรายจากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมเป็นสารซีโอไลต์ (Sand to Zeolite)

- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลและมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง ตามเป้าหมายที่การสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการระบบนิเวศทางทะเลในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมดและสร้างรายได้ของชุมชนกลุ่มเป้าหมายให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 50 ภายในปี 2573 ซึ่งผลการดำเนินงานที่สำคัญ สามารถแบ่งเป็น 3 หมวดงาน ได้แก่

  1) กระบวนการผลิตที่สะอาดและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมทางทะเล (Clean & Friendly Operation) โดยเน้นเรื่องของความปลอดภัยและการลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมในบริเวณที่ ปตท.สผ. ดำเนินงาน โดยในไตรมาส 4 บริษัทได้ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือ (MOA) กับ กรมประมง มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ และศูนย์พัฒนาการประมงแห่งเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (SEAFDEC) เพื่อร่วมกันศึกษาวิจัยการจัดสร้างแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลเพื่อการประมงจากขาแท่นหลุมผลิตปิโตรเลียม นอกชายฝั่งทะเลอ่าวไทย สนับสนุนการฟื้นฟูและพัฒนาแหล่งอาศัยสัตว์ทะเลให้มีความอุดมสมบูรณ์ รวมถึง ส่งเสริมหน่วยงานภาครัฐและเอกชนในการพัฒนาองค์ความรู้ของประเทศต่อการบริหารทรัพยากรสัตว์น้ำให้สอดคล้องกับแนวทางการรักษาสมดุลระบบนิเวศทางทะเลอย่างยั่งยืนอีกด้วย

  2) การตรวจติดตามสุขภาพของมหาสมุทรและความหลากหลายทางชีวภาพ (Ocean Health & Biodiversity Monitoring) โดยใช้จุดแข็งด้านพื้นที่ปฏิบัติการที่อยู่นอกชายฝั่งประกอบกับความพร้อมในด้านเทคโนโลยี ขับเคลื่อนเพื่อบรรลุเป้าหมายในการเป็นศูนย์ข้อมูลทางทะเลในอ่าวไทยให้นักวิจัย นักวิทยาศาสตร์ และผู้ที่สนใจทั้งในและต่างประเทศ โดยในปี 2565 ปตท.สผ. ได้พัฒนาแพลตฟอร์มข้อมูลวิทยาศาสตร์ทางทะเล (Ocean Data Platform) เพื่อเผยแพร่ข้อมูลด้านวิทยาศาสตร์ทางทะเลจากการตรวจวัดของบริษัท รวมถึงข้อมูลเกี่ยวกับการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับทะเลของ ปตท.สผ. ผ่านเว็บไซต์เพื่อต่อยอดการใช้ประโยชน์อย่างสร้างสรรค์ในวงกว้าง โดยผลักดันการดำเนินงานผ่านความร่วมมือกับหลายหน่วยงาน อาทิ กรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) กองทัพเรือ สถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำ (องค์การมหาชน) มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีราชมงคลศรีวิชัย และจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เป็นต้น รายละเอียดเพิ่มเติมดูได้ที่ oceandata.pttep.com

  3) การฟื้นฟู ดูแล อนุรักษ์ทะเลอย่างเป็นรูปธรรม (Ramp Up CSR around Ocean) เป็นการดำเนินงานผ่านโครงการเพื่อสังคมกับผู้มีส่วนได้เสียรอบพื้นที่ปฏิบัติการทางทะเลของ ปตท.สผ. และ ขยายขอบเขตไปยังพื้นที่ 17 จังหวัด รอบอ่าวไทย โดยในปี 2565 บริษัทได้เปิดศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจ จำนวนรวม 4 แห่ง ในจังหวัดเพชรบุรี ประจวบคีรีขันธ์ สมุทรสงคราม และระยอง รวมทั้งได้ส่งมอบอาคารนิทรรศการศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล และอาคารบ่ออนุบาลเต่าทะเลของศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล (ศอพต.) จังหวัดชลบุรี และอาคารนิทรรศการอนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล ทัพเรือภาคที่ 2 จังหวัดสงขลา เพื่อเผยแพร่ความรู้เรื่องการอนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเลให้สังคมได้ตระหนักถึงความสำคัญและร่วมกันอนุรักษ์เต่าทะเลให้คงอยู่คู่ท้องทะเลไทย

<u>การบริหารจัดการทางการเงิน</u>

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญในการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นปี 2565 บริษัทมีเงินสดคงเหลือในมือ 3,539 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ประมาณ 0.28 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

เมื่อวันที่ 20 ตุลาคม 2565 บริษัท ปตท.สผ.ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (ปตท.สผ.ศง.) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้ชำระคืนเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ จำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ก่อนครบกำหนด โดยภายหลังการชำระคืนเงินกู้ดังกล่าว บริษัทยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอต่อการดำเนินการและการลงทุน อีกทั้งสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และภาวะเศรษฐกิจโลกได้

<u>การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี</u>

ปตท.สผ. ส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรม โดยมีเป้าหมายหลัก 3 ด้าน ได้แก่

1) เพื่อเพิ่มมูลค่าและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

2) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพื่อมุ่งสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ

3) เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและธุรกิจใหม่

โดยในไตรมาส 4 ปี 2565 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 65 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) และตัวกรองสิ่งปนเปื้อน (Filtration) ปัจจุบันได้มีการนำเทคโนโลยีไปใช้กับแหล่งผลิตในอ่าวไทยและต่างประเทศ ซึ่งมีผลในการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนในการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว
- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการกำจัดสิ่งปนเปื้อนเพื่อสนับสนุนการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม ประกอบด้วยโครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อ ได้ดำเนินการทดสอบการใช้งานในขั้นนำร่องที่แหล่งบงกชแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการนำผลจากการทดสอบมาพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) ได้ดำเนินการนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในช่วงไตรมาส 1 และ 2 ของปี 2565 โดยหุ่นยนต์ต้นแบบสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในขั้นต่อไปและขยายขอบเขตการพัฒนาให้ครอบคลุมการนำไปใช้ในแหล่งผลิตอื่น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่อง นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาวิธีการนำท่อนาโนคาร์บอนไปใช้ประโยชน์ในหลายผลิตภัณฑ์ เช่น แบตเตอรี่ อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน วัสดุคอมโพสิต เป็นต้น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนตเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างพัฒนาและทดสอบกระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอเนตในระดับต้นแบบ

จากความมุ่งมั่นและการดำเนินงานอย่างเป็นรูปธรรมของ ปตท.สผ. ส่งผลให้ ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- รางวัลระดับ Gold ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุดในฐานะสุดยอดองค์กรด้านนวัตกรรมและองค์ความรู้ ประจำภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ประจำปี 2565 (SEA MIKE Awards 2022) รางวัลชนะเลิศจากเวทีระดับสากล 2022 Gulf Sustainability Awards ประเภท Best Community Development จากการดำเนินโครงการเพื่อสังคมด้านการพัฒนาสุขภาพ รางวัล CSR World Leader 2022 จาก The Green Organization องค์กรอิสระที่ส่งเสริมการดำเนินงานด้านสิ่งแวดล้อมชั้นนำ และรางวัลองค์กรนวัตกรรมดีเด่น ประเภทองค์กรเอกชนขนาดกลาง มอบให้บริษัทเอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. จากเวทีรางวัลนวัตกรรมแห่งชาติที่จัดขึ้นโดยสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน) หรือ NIA

- รางวัลจากงาน Asian Excellence Award 2022 ครั้งที่ 12 จัดโดยนิตยสาร Corporate Governance Asia ซึ่งเป็นนิตยสารด้านการเงินที่ส่งเสริมบรรษัทภิบาลของฮ่องกงและเอเชีย ได้แก่ รางวัล Asia's Best CEO ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 รางวัล Asia's Best CFO ต่อเนื่องเป็นปีที่ 9 รางวัล Asia's Best CSR ต่อเนื่องเป็นปีที่ 3 รางวัล Best Investor Relations Company ต่อเนื่องเป็นปีที่ 10 และรางวัล Best IR Professional ต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 ติดต่อกัน
- รางวัลจาก SET Awards 2022 โดยตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ได้แก่ รางวัลเกียรติยศบริษัทจดทะเบียนด้านความยั่งยืน (Sustainability Awards of Honor) ซึ่งมอบให้แก่บริษัทจดทะเบียนที่ได้รับรางวัล Best Sustainability Awards ติดต่อกันตั้งแต่ 3 ปีขึ้นไป รางวัลบริษัทจดทะเบียนด้านนักลงทุนสัมพันธ์ยอดเยี่ยม (Best Investor Relations Awards) ซึ่งได้รับต่อเนื่องเป็นปีที่ 2 ติดต่อกัน และรางวัลบริษัทยอดเยี่ยมด้านนวัตกรรม (Best Innovative Company Awards) จากนวัตกรรมอุปกรณ์เก็บตัวอย่างท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเลอัจฉริยะ (Intelligent Pipeline Internal Sampling PIG) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังได้รับการพิจารณาให้อยู่ในรายชื่อหุ้นยั่งยืน หรือ Thailand Sustainability Investment (THSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 7 อีกด้วย
- รางวัลจากงาน IR Magazine Awards - South East Asia 2022 จัดโดย IR Magazine นิตยสารชั้นนำเกี่ยวกับงานด้านนักลงทุนสัมพันธ์ จากสหราชอาณาจักร ได้แก่ รางวัล Best Overall Investor Relations (large cap) รางวัล Best Investor Relations Officer (large cap) และรางวัล Best in Energy Sector
- รางวัลจากงาน Alpha South East Asia's 12th institutional investor corporate awards 2022 จัดโดยนิตยสาร Alpha South East Asia ซึ่งเป็นนิตยสารชั้นนำด้านการลงทุนในภูมิภาคเอเชีย ได้แก่ รางวัล Strongest Adherence to corporate governance รางวัล Most consistent dividend policy และรางวัล Best annual report in Thailand

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

ภาพรวมเศรษฐกิจในปี 2565

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบเป็นหนึ่งในปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัท โดยในปี 2565 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 96.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมากจากราคาเฉลี่ยในปี 2564 ที่ 69.4 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปทานน้ำมันดิบตึงตัวจากสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน ความต้องการน้ำมันดิบที่เริ่มฟื้นตัวจากสถานการณ์การระบาดของโควิด-19 ที่คลี่คลายลง ในขณะที่ภาวะเงินเฟ้อและการปรับขึ้นดอกเบี้ยของธนาคารกลางหลายแห่งทั่วโลกส่งผลให้เศรษฐกิจหดตัว

ในไตรมาส 1 ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความไม่สงบในคาซัคสถาน และการประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ของประเทศลิเบียและไนจีเรียในเดือนมกราคม ต่อเนื่องด้วยความตึงเครียดระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ทวีความรุนแรงขึ้นจนเกิดการสู้รบในเดือนกุมภาพันธ์ นำมาซึ่งมาตรการคว่ำบาตรด้านพลังงาน และแผนการปรับลดการนำเข้าสินค้าพลังงานจากรัสเซียจากหลายประเทศ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นมากและแตะระดับสูงสุดในรอบหลายปีที่ 127.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ในเดือนมีนาคม

ในไตรมาส 2 สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยืดเยื้อ รวมถึงความไม่สงบภายในของประเทศลิเบียและเอกวาดอร์ที่ส่งผลกระทบต่อการผลิต ได้เพิ่มความกังวลต่อการขาดแคลนอุปทานน้ำมันดิบ ในขณะที่อุปสงค์น้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการที่ทั่วโลกเริ่มเปิดประเทศทำให้ราคาน้ำมันดิบยังคงเคลื่อนไหวในระดับสูง อย่างไรก็ดี การประกาศปล่อยน้ำมันจากคลังสำรองเชิงยุทธศาสตร์ของสหรัฐฯ และประเทศสมาชิก IEA กว่า 180 ล้านบาร์เรล ตั้งแต่เดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม 2565 ช่วยทำให้ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวลดลงได้บ้างในไตรมาส 2 แต่ยังมีราคาเคลื่อนไหวเฉลี่ยอยู่ในระดับ 108.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ซึ่งยังคงสูงกว่าราคาเฉลี่ยในไตรมาส 1 ที่ 96.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ในไตรมาส 3 ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวลดลงต่อเนื่อง และมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 96.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากความกังวลต่อการเกิดภาวะเศรษฐกิจถดถอยหลังจากการที่ธนาคารกลางทั่วโลกปรับเพิ่มอัตราดอกเบี้ยในอัตราที่สูงเป็นประวัติการณ์ ประกอบกับการแข็งค่าของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. สูงสุดในรอบ 20 ปี และการดำเนินมาตรการปิดเมืองเพื่อสกัดโควิด-19 ระลอกใหม่ที่เข้มข้นของประเทศจีน กดดันให้ความต้องการใช้น้ำมันปรับตัวลดลง ในขณะที่คำสั่งซื้อจากจีนและอินเดียช่วยให้ตัวเลขการผลิตและส่งออกน้ำมันดิบของรัสเซียยังคงอยู่ในระดับสูง

ในไตรมาส 4 แม้ว่ากลุ่ม OPEC+ ได้ตกลงปรับลดโควตาการผลิตสูงถึง 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน มีผลตั้งแต่เดือนพฤศจิกายน 2565 แต่ราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องถึงระดับต่ำสุดในรอบปี จากความกังวลที่เพิ่มขึ้นต่อภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย อุปทานที่อาจลดลงจากการกำหนดเพดานราคาซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซียซึ่งเริ่มมีผลในช่วงต้นเดือนธันวาคม และความต้องการบริโภคน้ำมันในจีนที่ปรับลดลงจากการปลดล็อกนโยบายโควิดเป็นศูนย์ในประเทศจีน ซึ่งทำให้จำนวนผู้ติดเชื้อโควิด-19 ในจีนพุ่งสูงขึ้นมากและส่งผลต่อความต้องการสินค้าและบริการที่อาจลดลงกว่าที่คาดการณ์ไว้ จากเหตุผลดังกล่าว ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 4 เฉลี่ยอยู่ที่ 84.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ใน ปี 2565 ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG ปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ในระดับประมาณ 34 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู และมีความผันผวนค่อนข้างมากตลอดทั้งปี จากระดับต่ำสุดที่ประมาณ 19 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในเดือนมกราคม สืบเนื่องจากมุมมองของตลาดว่าประเทศจีนอาจจะนำเข้า LNG ลดลง และต่อมาราคาได้ปรับตัวสูงขึ้นอย่างรวดเร็วมาที่ระดับสูงสุดของปี ที่ราคา 85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในช่วงต้นเดือนมีนาคม เนื่องจากเหตุสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน จากนั้นราคาปรับตัวลดลงในไตรมาส 2 เนื่องจากความต้องการ LNG จากฝั่งเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือมีปริมาณลดลง อย่างไรก็ตาม ราคา Asian Spot LNG ได้ปรับตัวสูงขึ้นอีกครั้งมาแตะระดับประมาณ 70 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในไตรมาส 3 จากความต้องการใช้ LNG ในยุโรปที่เพิ่มมากขึ้นจากการที่รัสเซียลดการส่งก๊าซธรรมชาติไปยังยุโรปจากปัญหาทางเทคนิคของท่อ Nord Stream 1 ซึ่งเป็นท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียไปยุโรปเส้นใหญ่ที่สุด รวมถึงหลายประเทศที่ต้องการเพิ่มปริมาณสำรอง LNG เพื่อรองรับการใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาว ในส่วนของภาวะตลาดประจำปี 2565 มีกำลังการผลิต LNG รวมอยู่ที่ 421 ล้านตันต่อปี (2564: 395 ล้านตันต่อปี) ในขณะที่มีความต้องการใช้โดยรวมอยู่ที่ประมาณ 391 ล้านตันต่อปี (2564: 380 ล้านตันต่อปี) (ข้อมูลจาก FGE เดือนมกราคม 2566)

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมถึงเดือนตุลาคมของปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.36 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2564 โดยการเพิ่มขึ้นนี้อยู่ในรูปแบบของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในภาคการขนส่ง การใช้ไฟฟ้าจากถ่านหิน เขื่อน และไฟฟ้าที่นำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งแสดงถึงการขยายตัวของกิจกรรมทางเศรษฐกิจเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

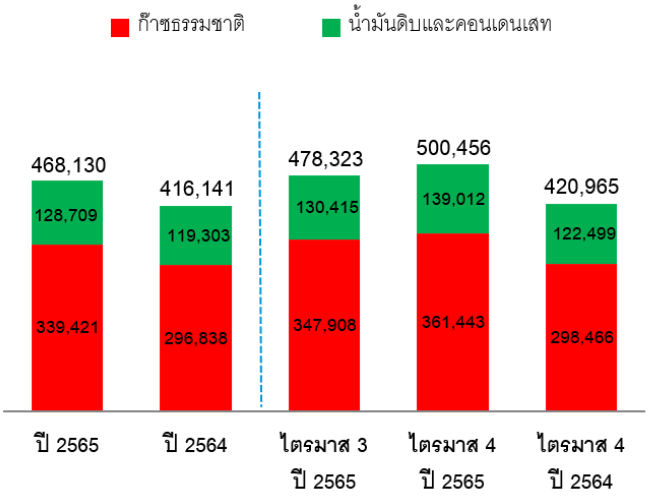
ในปี 2565 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงโดยรวมจาก 33.31 มาปิดที่ 34.56 ณ สิ้นปี 2565 ค่าเงินบาทในปี 2565 มีความผันผวนสูงมาจากปัจจัยทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นระหว่างปี เช่น ปัจจัยลบจากการฟื้นตัวของภาคการท่องเที่ยวที่ไม่เป็นไปตามคาดหมาย ดุลบัญชีเดินสะพัดโดยรวมในปี 2565 ติดลบ ประกอบกับปัจจัยความไม่แน่นอนทางเศรษฐกิจจากสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน รวมถึงอัตราเงินเฟ้อซึ่งอยู่ในระดับสูงทั่วโลกทำให้ธนาคารกลางสหรัฐฯ ปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ย โดยในปี 2565 มีการปรับขึ้นทั้งหมดร้อยละ 4.25 สำหรับประเทศไทยอัตราดอกเบี้ยนโยบายอยู่ที่ร้อยละ 1.25 อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายปี 2565 อัตราเงินเฟ้อในสหรัฐฯ เริ่มลดลง ทำให้นักลงทุนคาดการณ์ว่าการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนั้น จะถูกชะลอลงเช่นเดียวกัน นอกจากนั้น ในเดือนกันยายนดุลบัญชีเดินสะพัดของประเทศไทยได้เริ่มปรับตัวเป็นบวก ทำให้ค่าเงินบาทช่วงปลายปี 2565 ปรับตัวแข็งค่าขึ้น

ผลการดำเนินงาน

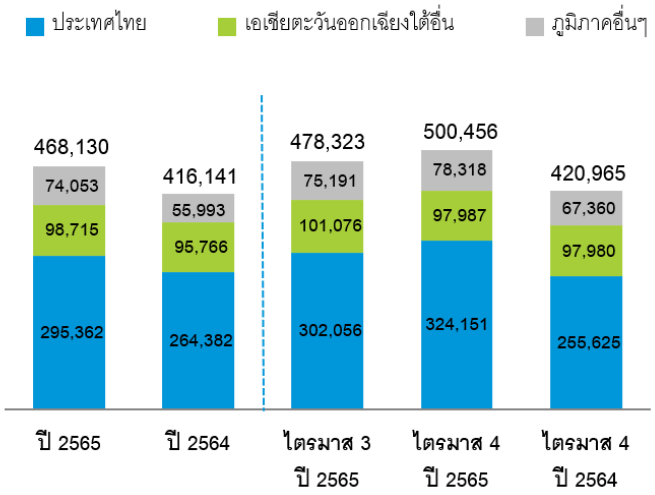
ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

ตามชนิดปิโตรเลียม



ตามส่วนภูมิภาค



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2565	ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	53.39	43.49	9.90	53.68	52.76	46.87	(0.92)	5.89
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	94.89	66.70	28.19	97.94	85.40	76.17	(12.54)	9.23
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.27	5.69	0.58	6.18	6.70	5.81	0.52	0.89
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	96.38	69.39	26.99	96.68	84.77	78.27	(11.91)	6.50

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ปี 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

ปี 2565 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 468,130 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 12 จากปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 416,141 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตในเดือนเมษายนปีนี้ และโครงการโอมาน แปลง 61 มีการผลิตเต็มปี รวมถึงโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 เป็น 53.39 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ปี 2564 : 43.49 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

ไตรมาส 4 ปี 2565 ปตท.สผ.และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 500,456 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 จากไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 478,323 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีนี้ ประกอบกับโครงการบงกช โครงการซอติก้า และโครงการอาทิตย์มีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นสุทธิกับโครงการโอมาน แปลง 61 มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณลดลง และโครงการมาเลเซียมีการขายน้ำมันดิบในปริมาณลดลง อย่างไรก็ตามราคาขายเฉลี่ยลดลงร้อยละ 2 เป็น 52.76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 3 ปี 2565 : 53.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 4 ปี 2565 กับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 420,965 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 19 โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิตในเดือนเมษายนปีนี้ รวมถึงโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เริ่มขายน้ำมันดิบในเดือนตุลาคมปีนี้ นอกจากนี้ราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 13 เป็น 52.76 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 4 ปี 2564 : 46.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ปี 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับปี 2565 จำนวน 1,999 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 788 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 65 เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 1,211 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามปีนี้มีขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น และมีการรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา โดยกำไรสุทธิสำหรับปี 2565 จำนวน 1,999 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับปี 2565 จำนวน 2,647 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไร 1,479 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 2,539 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 249 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต ประกอบกับโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายและกิจกรรมซ่อมบำรุงเพิ่มขึ้น ในขณะเดียวกันค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 161 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิต และโครงการมาเลเซียมีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น สุทธิกับโครงการบงกชที่ลดลง นอกจากนั้นค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 158 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศไทยและประเทศมาเลเซียที่เพิ่มขึ้น รวมถึงภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 769 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยและประเทศโอมานตามกำไรก่อนภาษีที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับปี 2565 จำนวน 648 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 380 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีขาดทุน 268 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) นอกจากนั้นขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 117 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยปี 2565 รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 รวมถึงรับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของ PTTEP Brazil Investments in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL) และสินทรัพย์สุทธิของโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (ปี 2564: รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน) อย่างไรก็ตามสุทธิกับรายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) ในขณะที่ปี 2564 มีกำไรจากการซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 342 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น กำไรสุทธิลดลงโดยหลักจากขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น รวมถึงมีการรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา และขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน (ไตรมาส 3 ปี 2565: รับรู้กำไร) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 723 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไร 706 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลง นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลง 34 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากไตรมาสก่อนมีการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย อย่างไรก็ตามค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากค่าที่ปรึกษา

และค่าบริการทางด้านเทคโนโลยีสารสนเทศเพิ่มขึ้น รวมถึงภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 44 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศพม่าและประเทศไทยที่มีกำไรก่อนภาษีเพิ่มขึ้น ประกอบกับโครงการมาเลเซียมีการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกิดจากการลงทุนของโครงการที่น้อยกว่าไตรมาสก่อน ในขณะที่โครงการในประเทศโอมานมีภาษีเงินได้ลดลงจากกำไรก่อนภาษีที่ลดลง

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 306 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 264 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 3 ปี 2565 : ไม่มีการรับรู้) รวมถึงขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 110 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยไตรมาสนี้รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และรับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 3 ปี 2565 : รับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของ PTTEP BL เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย) สำหรับการเปลี่ยนแปลงสุทธิของขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินและกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ โดยหลักเนื่องจากไตรมาสนี้มีขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 2 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 1 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2565 รับรู้กำไรที่ 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 64 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะเดียวกันรายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 3 ปี 2565 : ไม่มีการรับรู้)

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. หรือร้อยละ 30 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามไตรมาส 4 ปีนี้มีขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น และมีการรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 723 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 210 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไร 513 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 602 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 230 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกชและโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิต รวมถึงรายได้อื่น ๆ ลดลง 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากไตรมาส 4 ปีก่อนมีการปรับเพิ่มสัดส่วนลงทุนในโครงการมาเลเซีย-แปลงเค นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 46 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต รวมถึงภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 50 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศพม่าและประเทศไทยตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 จำนวน 306 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 114 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 192 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทาราจำนวน 129 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 4 ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) รวมถึงขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพิ่มขึ้น 84 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเพิ่มขึ้น 40 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่มากกว่าไตรมาส 4 ปีก่อน อย่างไรก็ตามรายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 71 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ไตรมาส 4 ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) นอกจากนั้นขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์เพิ่มขึ้น 22 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยไตรมาส 4 ปีนี้รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และรับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 4 ปี 2564 : รับรู้ขาดทุนของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากุน)

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ปี 2565	ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	2,489	1,698	791	610	567	401	(43)	166
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	2,626	1,576	1050	682	729	546	47	183
- ประเทศไทย	1,843	1,220	623	421	524	372	103	152
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	783	356	427	261	205	174	(56)	31
ตะวันออกกลาง	292	426	(134)	64	118	37	54	81
ออสเตรเลีย	(164)	5	(169)	(31)	(131)	7	(100)	(138)
อเมริกา	(110)	(175)	65	(96)	(3)	(23)	93	20
แอฟริกา	(167)	(147)	(20)	(10)	(148)	(169)	(138)	21
อื่นๆ	12	13	(1)	1	2	3	1	(1)
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(490)	(487)	(3)	54	(150)	(80)	(204)	(70)
รวม	1,999	1,211	788	664	417	321	(247)	96

ปี 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

สำหรับปี 2565 มีกำไรสุทธิ 1,999 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 788 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 1,211 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 623 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 427 ล้านดอลลาร์ สรอ.) สุทธิกับออสเตรเลียเปลี่ยนแปลงลดลง 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. และตะวันออกกลางลดลง 134 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

สำหรับปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 1,843 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 623 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 1,220 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมโครงการจี 1/61 ที่เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น

  – เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

สำหรับปี 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 783 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 427 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 356 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมถึงค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลงจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในปีก่อน ในขณะที่ปีนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

- **ออสเตรเลีย**

สำหรับปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลียมีขาดทุนสุทธิ 164 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 169 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย จากการคืนแปลงสำรวจ

- **ตะวันออกกลาง**

สำหรับปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 134 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 426 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ย รวมทั้งปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากโครงการโอมาน แปลง 61 อย่างไรก็ตามกำไรสุทธิลดลงจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 ในปี 2564

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 247 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 204 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์แอฟริกาลดลง 138 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีการเพิ่มขึ้นในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 103 ล้านดอลลาร์ สรอ.)

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 4 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงลดลง 204 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้นจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาสที่แล้วรับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ประกอบกับขาดทุนเพิ่มขึ้นจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าซึ่งสุทธิกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศจากเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นในไตรมาสนี้ ในขณะที่อ่อนค่าลงในไตรมาสก่อน

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **แอฟริกา**

ในไตรมาส 4 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 148 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 138 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 10 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 รวมถึงรับรู้ขาดทุนภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์สุทธิของโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) เป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2565 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 103 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 421 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

ไตรมาส 4 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 417 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 152 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ตะวันออกกลางเพิ่มขึ้น 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. สุทธิกับออสเตรเลียเปลี่ยนแปลงลดลง 138 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

ในไตรมาส 4 ปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 524 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 152 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมโครงการจี 1/61 ที่เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

- **ตะวันออกกลาง**

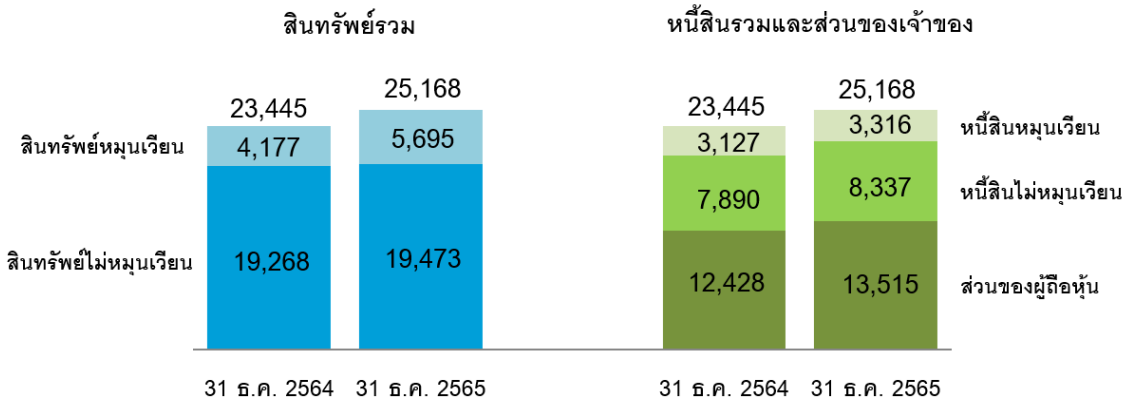
ในไตรมาส 4 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 118 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 81 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 37 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากรายได้อื่น ๆ เพิ่มขึ้นจากการปรับปรุงรายการหนี้สินที่อาจเกิดขึ้นของโครงการโอมาน แปลง 61 ในขณะที่ปีที่แล้วไม่มีรายการดังกล่าว

- **ออสเตรเลีย**

ในไตรมาส 4 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลียมีขาดทุนสุทธิ 131 ล้านดอลลาร์ สรอ. ขาดทุนเพิ่มขึ้น 138 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากค่าใช้จ่ายในการบริหารเพิ่มขึ้นจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 25,168 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,723 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 23,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ เพิ่มขึ้น 1,518 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 980 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมถึงลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 220 ล้านดอลลาร์ สรอ. นอกจากนั้นสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 180 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินจ่ายล่วงหน้าตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งของโครงการบงกช

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม สินทรัพย์สิทธิการใช้ และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 205 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์สิทธิการใช้เพิ่มขึ้น 501 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 455 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 389 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการบงกช และโครงการโอมาน แปลง 61 นอกจากนั้นค่าความนิยมลดลง 192 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการแปลง 17/06 (ประเทศแองโกลา) รวมถึงเงินลงทุนในบริษัทร่วมลดลง 106 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการขายหุ้นในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,653 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้นจำนวน 636 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 11,017 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และประมาณการหนี้สินระยะสั้นเพิ่มขึ้น 189 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 435 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 รวมถึงประมาณการหนี้สินระยะสั้นเพิ่มขึ้น 107 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา สุทธิกับส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีที่ลดลงจากการไถ่ถอนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิตามกำหนดจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 449 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565

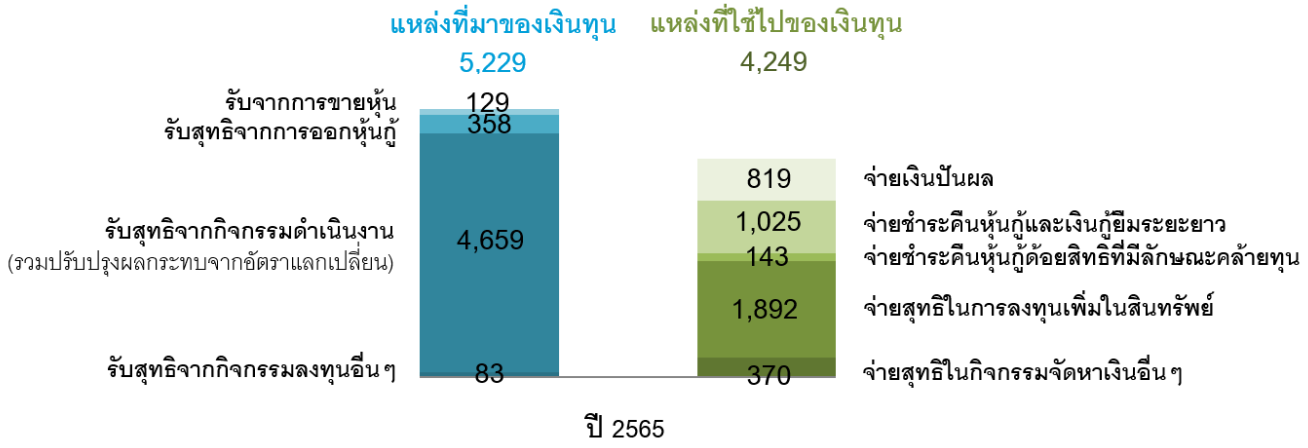
(2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หุ้นกู้ ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 447 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 341 ล้านดอลลาร์ สรอ. และหุ้นกู้เพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 359 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนเมษายน 2565 นอกจากนั้นหนี้สินตามสัญญาเช่าเพิ่มขึ้น 332 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 สุทธิกับเงินกู้ยืมระยะยาวลดลงจากการชำระคืนเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิก่อนครบกำหนดจำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ของบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด เมื่อเดือนตุลาคม 2565

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 13,515 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,087 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 12,428 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับปี สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายนและเดือนสิงหาคม 2565 รวมทั้งการไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 157 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 3,539 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 980 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,559 ล้านดอลลาร์

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 5,229 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ **เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมจัดหาเงิน**จากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 358 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และ**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมลงทุน**จากการขายหุ้นในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 4,249 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์**เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า โครงการบงกช และโครงการเอส 1 รวมถึง**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิก่อนครบกำหนดจำนวน 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. ของบริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด รวมถึงการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 425 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 143 ล้านดอลลาร์ สรอ.) นอกจากนั้นมีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2564 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2565

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ปี 2565	ปี 2564	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2565	ไตรมาส 4 ปี 2564
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA*	75.39	73.21	75.61	73.48	70.27
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	15.41	9.99	15.14	15.41	9.99
อัตรากำไรสุทธิ	20.69	16.55	20.78	20.69	16.55
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.28	0.33	0.33	0.28	0.33
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.56	0.80	0.62	0.56	0.80

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ในประเทศบราซิล การรับรู้ประมาณการหนี้สินสำหรับการระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มจากเหตุการณ์แหล่งมอนทารา และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างงวด*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ยย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวมย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

การขับเคลื่อนและการเพิ่มมูลค่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Drive Value)

ณ สิ้นปี 2565 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) มาเลเซีย สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในปี 2565 กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 295,362 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 63 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 98,715 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 21 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในประเทศไทย</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
1. **เอส 1**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจี และน้ำมันดิบ ในปี 2565 โครงการดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผน รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. **บงกช**	66.67%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในปี 2565 พื้นที่แปลงบี 15 ได้สิ้นสุดสัมปทานเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2565 และส่งมอบให้กับ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ปตท.สผ. อีดี) เพื่อเป็นผู้ดำเนินการในโครงการจี 2/61 ต่อไป สำหรับแปลงบี 16 และแปลงบี 17 ยังคงดำเนินการผลิตและจะสิ้นสุดสัมปทานในวันที่ 7 มีนาคม 2566 หลังจากนั้นจะส่งมอบต่อให้กับ ปตท.สผ. อีดี ในโครงการจี 2/61 เช่นกัน
3. **อาทิตย์**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในปี 2565 โครงการได้บรรลุเป้าหมายสำคัญในการเพิ่มปริมาณขายก๊าซตามสัญญาซื้อขายก๊าซฉบับใหม่ โดยสามารถผลิตตามอัตราการซื้อขายสูงสุดในสัญญาที่ 294 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และประสบความสำเร็จในการเริ่มต้นการผลิตจากแท่นหลุมผลิตแท่นแรกในบริเวณโครงการอาทิตย์ทางตอนใต้
4. **คอนแทร็ค 4**	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ในปี 2565 โครงการมีการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาระดับการผลิต
5. **จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)**	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ซึ่ง ปตท.สผ. อีดี ได้เข้าเริ่มดำเนินการผลิตภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ระดับ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และในปี 2565 มีการสร้างและติดตั้งแท่นผลิตรวมทั้งสิ้น 8 แท่น และมีการดำเนินการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียมเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่องเพื่อที่จะสามารถเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติได้ตามแผนงานที่วางไว้
6. **จี 2/61 (แหล่งบงกช)**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โครงการได้ดำเนินการเปลี่ยนผ่านจากระบบสัมปทานเป็นระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตในโครงการจี 2/61 ตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 และสามารถผลิตได้ตามสัญญาที่อัตราขั้นต่ำ 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในปี 2565 มีการสร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิตและเจาะหลุมพัฒนาปิโตรเลียม เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านพื้นที่สัมปทานโครงการบงกชแปลงบี 16 และ แปลงบี 17 ในปี 2566 เพื่อรองรับระดับการผลิตก๊าซธรรมชาติที่ 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
7. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย** (MTJDA)	50%	CPOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ในปี 2565 โครงการได้รับอนุมัติการขยายระยะเวลาการผลิตต่อไปอีก 10 ปี ซึ่งจะสิ้นสุดในปี 2582 นอกจากนั้นยังได้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งเข้ามาในประเทศไทยอย่างน้อย 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จนถึงปี 2568 เพื่อช่วยสนับสนุนความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ ปัจจุบันโครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาอัตราการผลิต

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเมียนมา			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
8. **ซอติก้า**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ ในปี 2565 โครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผน และเพื่อให้สามารถรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติ โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D โดยปัจจุบันอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างแท่นผลิต
9. **ยาดานา**	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยบริษัทได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการของโครงการตั้งแต่วันที่ 20 กรกฎาคม 2565 และสามารถดำเนินการผลิตได้ตามแผน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)*			
10. **เมียนมา เอ็ม 3**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะ โดยโครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาโครงการจากรัฐบาลเมียนมาในเดือนเมษายน 2564 และอยู่ระหว่างรอการพัฒนา ปัจจุบันกลุ่ม ปตท.สผ. มีสัดส่วนการลงทุนในโครงการที่ร้อยละ 100 หลังจากที่บริษัท Mitsui Oil Exploration Company Limited (MOECO) ได้ขอยุติการลงทุนตามสัญญาร่วมทุน ซึ่งได้รับอนุมัติจากรัฐบาลเมียนมาแล้วในเดือนพฤศจิกายน 2565
โครงการในมาเลเซีย			
โครงการที่ดำเนินการผลิต *(Production Phase)*			
11. **มาเลเซีย แปลง เค**	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh แหล่ง Siakap North - Petai (SNP) และ แหล่ง Gumusut-Kakap (GK) โดยในปี 2565 โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมพัฒนาในแหล่ง GK เพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิต
12. **มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311**	42 - 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในปี 2565 โครงการมีการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทจากการเจาะหลุมผลิต (Infill Well)
13. **มาเลเซีย แปลง เอซ**	42 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ในปี 2565 โครงการสามารถผลิตได้ตามแผน และมีแผนศึกษาเพื่อเจาะหลุมสำรวจใหม่เพิ่มเติมในปี 2566
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ *(Exploration Phase)*			
14. **มาเลเซีย เอสเค 410 บี**	42.5%	PTTEP	โครงการได้เริ่มงานออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น Front End Engineering Design (FEED) ในเดือนกรกฎาคม 2565 โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 3 ของปี 2566 และได้เริ่มเจรจาสัญญากับหน่วยงานรัฐที่เกี่ยวข้อง เพื่อที่จะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) นอกจากนั้นโครงการยังประสบความสำเร็จในการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่หลุมสำรวจ Paprika-1 ซึ่งเป็นหลุมสำรวจที่สองของโครงการ โดยโครงการจะทำการศึกษาและประเมินผลเพิ่มเติมเพื่อวางแผนการพัฒนาต่อไป

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
15. **มาเลเซีย เอสเค 417**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะและสำรวจหลุม Dokong-1 และ Nangka-1 ในปี 2564 ทั้งนี้ยังคงเหลือการเจาะหลุมประเมินอีก 1 หลุมตามแผนงาน โดยโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมหลุมเพื่อดำเนินการเจาะในปี 2566
16. **มาเลเซีย เอสเค 405 บี**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก หลังจากการค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุมสำรวจ Sirung-1 โครงการได้ทำการศึกษาศักยภาพเพิ่มเติมเพื่อวางแผนสำรวจขั้นต่อไป ในปี 2565 โครงการได้นำเสนอแผนพัฒนาต่อหน่วยงานกำกับและดูแลของปิโตรนาส ซึ่งได้รับความเห็นชอบในเดือนธันวาคม 2565 ปัจจุบันโครงการได้เตรียมการเจาะหลุมเพิ่มเติมในปี 2566
17. **มาเลเซีย เอสเค 438**	80%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ปัจจุบันโครงการอยู่ในช่วงเตรียมการเจาะหลุมสำรวจตามแผนงานในปี 2566
18. **มาเลเซีย เอสเค 314 เอ**	59.5%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก ในปี 2565 โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมตามแผนงาน
19. **มาเลเซีย พีเอ็ม 407**	55%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูล่าร์ ในปี 2565 โครงการได้ดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียม ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างเตรียมความพร้อมในการเจาะหลุมสำรวจในไตรมาส 1 ปี 2566
20. **มาเลเซีย พีเอ็ม 415**	70%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งของเพนนินซูลาร์ ในปี 2565 โครงการได้ทำการประเมินศักยภาพทางปิโตรเลียมภายหลังจากการเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุมในปี 2563 ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของแปลงสำรวจ เพื่อวางแผนกลยุทธ์ในการสำรวจต่อไป
21. **มาเลเซีย เอสบี 412**	60%	PTTEP	ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นและน้ำลึก นอกชายฝั่งของรัฐซาบาห์ ในปี 2565 โครงการได้เริ่มดำเนินการศึกษาด้านธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของแปลงสำรวจ
<u>โครงการในเวียดนาม</u> ***โครงการที่ดำเนินการผลิต*** *(Production Phase)*			
22. **เวียดนาม 9-2**	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปี 2565 โครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมพัฒนาเพิ่ม 1 หลุม คาดว่าจะแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2566
23. **เวียดนาม 16-1**	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการได้เจาะหลุมพัฒนาเพิ่ม 2 หลุม แล้วเสร็จในไตรมาส 4 ปี 2565

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
24. **เวียดนาม บี และ 48/95 และ เวียดนาม 52/97**	8.5% 7%	Vietnam Oil and Gas Group	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย 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)			
25. **โอมาน แปลง 6 และ โอมาน แปลง 53**	2% 1%	Petroleum Development Oman / Occidental	โครงการโอมาน แปลง 6 เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในโอมาน และโครงการโอมาน แปลง 53 เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+
26. **โอมาน แปลง 61**	20%	BP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 59,000 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
27. **โอมาน ออนชอร์ แปลง 12**	20%	TotalEnergies	ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของประเทศโอมาน ปัจจุบันอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ที่จะดำเนินการในปี 2566 และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม ในปี 2566 – 2567

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
28. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 1**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป
29. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 2**	30%	Eni	ตั้งอยู่ทางตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ในปี 2565 โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ และค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินระดับลึกของหลุมสำรวจ XF-002 นอกจากนั้น โครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมประเมิน 1 หลุม รวมถึงทำการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติมเพื่อเตรียมเจาะหลุมสำรวจอีก 1 หลุม
30. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 3**	30%	Eni	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567 - 2569
31. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โครงการได้ทำการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเสร็จสมบูรณ์แล้ว ขณะนี้อยู่ระหว่างการประมวลผลเพื่อประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม
32. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย เอ**	25%	Eni	ตั้งอยู่ทางตอนกลางของรัฐชาร์จาห์ โดยบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสิทธิ (Farm-In/Farm-Out Agreement) เพื่อเข้าเป็นผู้ร่วมทุนในโครงการและมีผลสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 23 ธันวาคม 2565 ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการแปลผลคลื่นไหวสะเทือน
<u>โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย)</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
33. **แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี**	35%	GBRS	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ปี 2565 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,300 บาร์เรลต่อวัน ในปี 2565
34. **แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ**	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในปี 2565 โครงการบรรลุเป้าหมายในการเริ่มการผลิตน้ำมันในวันที่ 1 มิถุนายน 2565 ที่กำลังการผลิตประมาณ 13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งกำลังศึกษาและวางแผนเพื่อการพัฒนาระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวันในปลายปี 2570 นอกจากนั้น โครงการมีการเปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินการจาก ปตท.สผ. เป็นบริษัท Groupment Hassi Bir Rekaiz (GHBR) ซึ่งเป็นการดำเนินงานร่วมกันระหว่าง ปตท.สผ. และ SONATRACH โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคม 2565

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
35. **โมซัมบิก แอเรีย 1**	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก และอยู่ระหว่างการพัฒนา ในเดือนเมษายน 2564 ผู้ดำเนินการได้ตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ทั้งนี้ผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและอยู่ในระหว่างการพิจารณาแผนการกลับเข้าพื้นที่โครงการต่อไป
โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
36. **แปลง 17/06**	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา โดยเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการ โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในกลางปี 2566

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในเครือรัฐออสเตรเลีย (ออสเตรเลีย)			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
37. **พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย**	90 - 100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในออสเตรเลีย ประกอบด้วย 6 แปลงสัมปทาน ซึ่งโครงการอยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการที่เหมาะสม โดยในปี 2565 โครงการได้รับอนุมัติการขอคืนพื้นที่แปลงสำรวจในแหล่งชาลิส (AC/RL3) ได้ยื่นขอคืนพื้นที่แปลงสำรวจในแหล่งออร์คิด (AC/P54) และยื่นความประสงค์ไม่ต่ออายุพื้นที่แปลงสำรวจในแหล่งออดาเชียส (AC/RL6) สำหรับกรณีฟ้องร้องจากตัวแทนของกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซีย ที่ได้ยื่นฟ้องร้องคดีแบบกลุ่ม (Class Action) ต่อศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ในปี 2559 เพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลจากแหล่งมอนทาราในปี 2552 เมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2565 กลุ่ม ปตท.สผ. ได้เข้าร่วมกระบวนการไกล่เกลี่ยและบรรลุข้อตกลงในหลักการโดยจะชำระเงินจำนวนเทียบเท่า 129 ล้านดอลลาร์สรอ. เพื่อระงับการดำเนินคดีแบบกลุ่มทั้งหมด รวมถึงการอุทธรณ์กับกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่าย

โครงการในทวีปอเมริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในแคนาดา</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
38. **มาเรียนา ออยล์ แซนด์**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของแคนาดา โครงการอยู่ระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป
<u>โครงการในสหรัฐเม็กซิโก (เม็กซิโก)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
39. **เม็กซิโก แปลง 12 (2.4)**	20%	Petronas	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจตามข้อผูกพันในสัมปทานแล้วเสร็จ แต่ไม่พบศักยภาพปิโตรเลียม
40. **เม็กซิโก แปลง 29 (2.4)**	16.67%	Repsol	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต
<u>โครงการในสหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล (บราซิล)</u>			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
41. **บาร์รินเนียส์ เอพี 1** **และ บราซิล บีเอ็ม อีเอส 23**	25% 20%	Shell / Petrobras	เมื่อวันที่ 31 สิงหาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายเงินลงทุนทั้งหมดใน บริษัท PTTEP Brazil Investment in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ที่ถือสัดส่วนอยู่ในทั้งสองโครงการ ซึ่งการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาซื้อขาย

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Decarbonize)

ความคืบหน้าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมีดังนี้

- ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนธันวาคม 2565 ปตท.สผ. สามารถลดก๊าซเรือนกระจกสะสมได้เป็นจำนวน 166,352 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า นอกจากนั้น บริษัทยังได้ริเริ่มศึกษาและพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) โดยนำร่องที่โครงการอาทิตย์ในอ่าวไทย ซึ่งถือเป็นครั้งแรกในประเทศไทย โดยคาดว่าจะสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประมาณ 700,000 – 1,000,000 ตันต่อปี และคาดว่าจะเริ่มใช้ได้ภายในปี 2569 พร้อมกับศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการ CCS ในประเทศอื่น ๆ ที่ ปตท.สผ. มีพื้นที่ปฏิบัติการ เพื่อสนับสนุนเป้าหมาย “EP Net Zero 2050”
- ในส่วนการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offset) บริษัทได้เล็งเห็นโอกาสจากโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากชั้นบรรยากาศผ่านการดำเนินงานภายใต้ Blue Carbon เช่น โครงการปลูกป่าชายเลน โดย ปตท.สผ. ตั้งเป้าหมายในการปลูกป่าชายเลนจำนวน 45,000 ไร่ภายในปี 2573 โดยในปี 2565 บริษัทได้รับอนุมัติพื้นที่ปลูกป่าชายเลนจากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) แล้วจำนวน 4,007.15 ไร่ และในเดือนธันวาคม 2565 ปตท.สผ. ร่วมกับมูลนิธิแม่ฟ้าหลวง ในพระบรมราชูปถัมภ์ และบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV) ได้ลงนามร่วมกันในการอนุรักษ์และฟื้นฟูทรัพยากรธรรมชาติ โดยการเพิ่มความหนาแน่นและอัตราการดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่ป่าชุมชน ซึ่งการดำเนินการจะมีการส่งเสริมให้ชุมชนเข้ามามีส่วนร่วมในการปลูกและดูแลผืนป่า รวมทั้งจะมีการนำเทคโนโลยีภาพถ่ายดาวเทียม และอากาศยานไร้คนขับ (Drone) มาประมวลและวิเคราะห์ข้อมูลผ่านการเรียนรู้ของโปรแกรม เพื่อใช้ในการเก็บข้อมูลและประเมินคาร์บอนเครดิตในพื้นที่ป่าอีกด้วย

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) เป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจในรูปแบบ Ventures Builder ซึ่งรูปแบบการดำเนินงานประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก คือ 1) หน่วยงานส่วนกลางของ ARV ที่ดำเนินงานด้านการวิจัยและพัฒนา เพื่อจัดหาโซลูชันทางธุรกิจด้วยเทคโนโลยีหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ รวมถึงการบ่มเพาะและพัฒนาธุรกิจใหม่ เพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์ และ 2) หน่วยธุรกิจย่อยที่ ARV คิดค้นพัฒนาและจัดตั้งเป็นบริษัทใหม่เพื่อรองรับการเติบโตในรูปแบบ Deep Technology Start-up โดยแต่ละหน่วยงานมีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

1) **หน่วยงานส่วนกลางของเอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส** (ARV)

- ในปี 2565 ARV ได้รับ “รางวัลชนะเลิศ ด้านองค์กรนวัตกรรมดีเด่น” ประเภทองค์กรเอกชนขนาดกลาง จากเวทีรางวัลนวัตกรรมแห่งชาติ (NIA) โดยสำนักงานนวัตกรรมแห่งชาติ (องค์การมหาชน)
- ARV ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการนำร่องด้านการจัดการจราจรทางอากาศสำหรับอากาศยานไร้คนขับ ในพื้นที่วังจันทร์วัลเลย์ ร่วมกับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และ บริษัท วิทยุการบินแห่งประเทศไทย จำกัด เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 เพื่อพัฒนาและทดสอบการเชื่อมโยงข้อมูลในระบบแอปพลิเคชันและแพลตฟอร์มควบคุมอากาศยานไร้คนขับ (UAS Flight Operations and Fleet Management) ของ ARV เข้ากับระบบการบริหารจัดการจราจรทางอากาศสำหรับอากาศยานไร้คนขับ (Unmanned Aircraft System Traffic Management: UTM) ที่พัฒนาโดยวิทยุการบินแห่งประเทศไทย โดยใช้โครงการวังจันทร์วัลเลย์เป็นพื้นที่ดำเนินการ และสามารถขยายผลการใช้งานไปยังพื้นที่อื่นทั้งในและต่างประเทศ อันจะช่วยกำหนดแนวปฏิบัติและระเบียบที่เกี่ยวข้องที่จะสนับสนุนอุตสาหกรรมอนาคต (New S-Curve) ให้เกิดการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง รองรับการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศไทยให้เติบโตได้อย่างยั่งยืนต่อไป
- ARV เป็นผู้บุกเบิกการพัฒนาระบบหุ่นยนต์อัตโนมัติแห่งอนาคตทั้งภาคอากาศและภาคพื้นดิน ซึ่งปัจจุบันระบบเหล่านี้กำลังใช้งานเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานที่สำคัญของโครงการน้ำมันและก๊าซฯ รวมถึงการตรวจสอบความสมบูรณ์ของสินทรัพย์ การดำเนินการเฝ้าระวังความปลอดภัย และการขนส่งสินค้า เทคโนโลยีหุ่นยนต์อัตโนมัติเหล่านี้มีเป้าหมายเพื่อสนับสนุนลูกค้าที่กว้างขึ้นในอุตสาหกรรมเดียวกันและอุตสาหกรรมอื่น ๆ

2) **หน่วยธุรกิจย่อยของเอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส** (ARV)

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจซ่อมบำรุงใต้น้ำ (ROVULA)

- ROVULA ได้รับมอบใบรับรองมาตรฐาน ISO 9001:2015 ระบบบริหารงานคุณภาพ เมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2565 โดยเป็นการแสดงให้ผู้มีส่วนได้เสียขององค์กรเล็งเห็นระบบการบริหารการจัดการคุณภาพที่มีประสิทธิภาพในระดับสากล และส่งเสริมกระบวนการดำเนินธุรกิจอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างความพึงพอใจให้กับลูกค้าหรือผู้ใช้บริการ
- ZeaQuest ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนร้อยละ 50 ระหว่าง Rovula และ บริษัท เมอร์เมด ซับซี เซอร์วิสเซส จำกัด (ประเทศไทย) สามารถสร้างการเติบโตของรายได้อย่างต่อเนื่องจากปี 2564 โดยรายได้เติบโตเป็นกว่าสิบล้านดอลลาร์ สรอ. ในปี 2565 โดยในปีที่ผ่านมา ZeaQuest ได้มีการดำเนินงานและส่งมอบ โครงการสำรวจ ซ่อมบำรุงท่อใต้ทะเล ในอ่าวไทยและอ่าวเมาะตะมะ
- ROVULA ประสบความสำเร็จในการพัฒนาและทดสอบ XPLORER เวอร์ชั่น 1.5 Autonomous Underwater Vehicle (AUV) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีหุ่นยนต์ตรวจสอบใต้น้ำอัจฉริยะแบบอิสระ นอกจากนี้ บริษัทได้มีการทดสอบระดับความพร้อมทางเทคโนโลยี (Technology Readiness Level) ในระดับที่ 7 ของหุ่นยนต์ซ่อมบำรุงท่อแนวราบอัจฉริยะที่ชื่อว่า Nautilus ซึ่งขณะนี้ มีความพร้อมในการให้บริการเชิงพาณิชย์แล้ว นอกจากนี้ XPLORER เวอร์ชั่น 1.5 ได้มีการทำ Proof of Concept (POC) ร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (EGAT) ภายใต้โครงการ EGAT Solar Farm เมื่อวันที่ 8 – 14 พฤษภาคม 2565 สำหรับการสำรวจพื้นที่ในบริเวณที่นักประดาน้ำหรือเรือไม่สามารถเข้าไปได้ โดยความสำเร็จจากการทำ POC ในครั้งนี้ ถือเป็นเครื่องพิสูจน์ความสามารถของ ROVULA และ ARV ในการนำเทคโนโลยียุคใหม่และเทคโนโลยีขั้นสูงมาเพิ่มขีดความสามารถและทำลายอุปสรรคที่ซับซ้อนเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพของพันธมิตรทางธุรกิจ
- เทคโนโลยี NAUTILUS ซึ่งเป็นหุ่นยนต์สำรวจและซ่อมบำรุงท่อปิโตรเลียมราบใต้ทะเลแบบครบวงจรสำหรับปฏิบัติการตัวแรกของโลก มีความพร้อมสำหรับการให้บริการเชิงพาณิชย์แล้ว โดยเทคโนโลยี NAUTILUS นั้น ยังได้รับรางวัล The Spotlight on New Technology จากงาน OTC Asia 2022 ณ กรุงกัวลาลัมเปอร์ ประเทศมาเลเซียอีกด้วย นอกจากนี้ ROVULA และบริษัท Kongsberg Ferrotech จะมีการร่วมทุนจัดตั้งบริษัท เอสทูโรโบติกส์ จำกัด เพื่อพัฒนาและให้บริการหุ่นยนต์ Nautilus ต่อไป

บริษัท Start-up ผู้เชี่ยวชาญด้านการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานผ่านหุ่นยนต์และปัญญาประดิษฐ์ (SKYLLER)

- SKYLLER และ Nam Thuan Energy Investment Joint Stock Company ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ บริษัท ซุปเปอร์ เอนเนอร์ยี คอร์เปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ได้ร่วมลงนามในหนังสือบันทึกข้อตกลง (MOU) สำหรับโครงการ "Eyes From the Sky" เมื่อวันที่ 2 มิถุนายน 2565 เพื่อการสร้างความร่วมมือด้านเทคโนโลยีและการใช้งานโดรนโซลูชันอัจฉริยะ และเพื่อเป็นการรังสรรค์มิติใหม่ด้านเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนในเวียดนาม
- ในเดือนเมษายน 2565 SKYLLER ลงนามข้อตกลงระยะยาวกับ บริษัท เอ็ชเอ็มซี โปลีเมอส์ จำกัด มูลค่ากว่า 20 ล้านบาท สำหรับการตรวจสอบปล่องหอเผาทิ้ง (Flare) และไซโลเก็บเม็ดพลาสติก ด้วยเทคโนโลยี UAV และแพลตฟอร์มดิจิทัล รวมไปถึงการจัดทำและพัฒนาเทคโนโลยี Digital Twin เพื่อใช้ในการควบคุมระบบการทำงานต่าง ๆ ในโรงงานอุตสาหกรรม
- ในเดือนพฤษภาคม 2565 SKYLLER ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับธิสเซ่นครุปป์ อูเด้ห์ (Thyssenkrupp Uhde) กลุ่มธุรกิจอุตสาหกรรมรายใหญ่จากประเทศเยอรมนี เพื่อขยายตลาดและนำความเชี่ยวชาญและเทคโนโลยีของทั้งสองธุรกิจมาพัฒนาร่วมกันให้เกิดประสิทธิภาพในการผลักดันตลาดวิศวกรรม และอุตสาหกรรมทั้งในไทย เยอรมนี และภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ให้ก้าวหน้าขึ้น
- ในปี 2565 SKYLLER พัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัลและปัญญาประดิษฐ์อย่างต่อเนื่อง สำหรับการใช้งานในการตรวจสอบโครงสร้างพื้นฐานในกลุ่มอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตพลังงาน แพลตฟอร์มดังกล่าวเป็นการยกระดับการบริหารจัดการข้อมูล โดยนำเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (AI) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการวิเคราะห์หาจุดบกพร่อง เช่น รอยแตกและการกัดกร่อนของสนิม ที่เกิดกับโครงสร้างและอุปกรณ์นั้น ๆ เพื่อนำข้อมูลมาจัดทำเป็นรายงานให้กับกลุ่มผู้ใช้งาน เช่น ลูกค้า เจ้าของสินทรัพย์ และผู้ปฏิบัติงาน ให้เห็นภาพและเตรียมวางแผนการซ่อมบำรุงได้

บริษัท Start-up เทคโนโลยีอัจฉริยะด้านการเกษตร ป่าไม้ และคาร์บอนจากธรรมชาติ (VARUNA)

- VARUNA มุ่งมั่นพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับอุตสาหกรรมเกษตรและป่าไม้ที่ส่งเสริมประสิทธิภาพ ความยั่งยืน และรักษาสิ่งแวดล้อม โดยมีเทคโนโลยีและบริการที่หลากหลาย ตั้งแต่โดรนเพื่อการเกษตร ระบบติดตามและประเมินผลผลิตในการบริหารจัดการพื้นที่เพาะปลูก แอปพลิเคชันครบวงจรบนมือถือสำหรับภาคเกษตรกรรมในเรื่องของการเพาะปลูก การติดตามผลรายแปลง

การวิเคราะห์ความเหมาะสมของพื้นที่เพาะปลูก การพยากรณ์สภาพอากาศ และการเข้าร่วมโครงการคาร์บอนเครดิต อีกทั้งยังต่อยอดผลิตภัณฑ์ไปในการประเมินความสมบูรณ์ของป่าและประเมินคาร์บอนเครดิตด้วยเทคโนโลยีสำรวจระยะไกล

- ในปี 2565 บริษัท ATI จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทร่วมทุนของ VARUNA เพิ่มยอดขายโดรนเพื่อการเกษตรของบริษัท เพื่อนำระบบนิเวศของผลิตภัณฑ์ดิจิทัลและโซลูชันของ VARUNA ไปสู่เกษตรกรมากขึ้น โดย VARUNA ร่วมกับบริษัท Gaorai จำกัด ซึ่งเป็นบริษัท Start-up พันธมิตร เพื่อให้บริการฉีดพ่นพื้นที่ทางการเกษตร โดยใช้โดรนเพื่อการเกษตรของบริษัท อีกด้วย

- VARUNA สานต่อความร่วมมือกับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีการประเมิน Carbon Stock ในภาคป่าไม้ โดยมีแผนการเก็บข้อมูลและทำโมเดลปัญญาประดิษฐ์ให้ครบทุกประเภทป่าไม้ในกลุ่ม บริษัท ปตท. ทั้งนี้หน่วยธุรกิจมีแผนที่จะเก็บคาร์บอนเครดิตให้ได้ 1 ล้านตัน ภายในปี 2573

- VARUNA ร่วมกับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และภาคีเครือข่ายอีกกว่า 30 องค์กร ใช้เทคโนโลยีเชิงลึก (DeepTech) ในการวางแผนฟื้นฟูพื้นที่สีเขียวที่คุ้งบางกระเจ้า ในโครงการ OUR Khung BangKachao ผ่านแพลตฟอร์มวิเคราะห์วรุณา (VARUNA Analytics) ในการเก็บข้อมูลในพื้นที่ด้วยโดรนสำรวจและดาวเทียม พร้อมใช้ระบบปัญญาประดิษฐ์ (AI) เพื่อวิเคราะห์ และติดตามพื้นที่สีเขียวกว่า 6,000 ไร่ โดยภายใน 5 ปี ตั้งเป้าเป็นต้นแบบการพัฒนาชุมชนสู่ความยั่งยืน โดยประสานพลังความร่วมมือจากทุกภาคส่วน (Social Collaboration with Collective Impact) เพื่อฟื้นฟูสิ่งแวดล้อมอย่างยั่งยืน

บริษัท Start-up ด้านเทคโนโลยีและเครือข่ายดิจิทัลทางสุขภาพ (CARIVA)

- ในปี 2565 หน่วยธุรกิจ CARIVA เปิดตัว 3 แอปพลิเคชัน ประกอบไปด้วย ARVIC (แอปพลิเคชันด้านข้อมูลสุขภาพ ประเมินความเสี่ยงและติดตามผลทางสุขภาพ) NextCercise (แอปพลิเคชันด้านส่งเสริมการออกกำลังกาย) และ Beaut (แอปพลิเคชันด้านความงามและสุขภาพ)

- CARIVA กับบริษัท บีเจซี เฮลท์แคร์ จำกัด จัดตั้งบริษัทร่วมทุน บีเมด เอ็กซ์ จำกัด (B-Med X) เมื่อวันที่ 21 เมษายน 2565 เพื่อพัฒนาธุรกิจแพลตฟอร์มการดูแลสุขภาพแบบองค์รวม เพื่อช่วยให้คนไทยเข้าถึงบริการทางการแพทย์ได้อย่างรวดเร็ว โดยมุ่งเน้นการให้ความรู้ด้านสุขภาพ เพื่อช่วยประเมินอาการป่วยของตนเองเบื้องต้น (Basic Screening) ซึ่งตอบสนองกับไลฟ์สไตล์ของผู้บริโภคในปัจจุบันที่ต้องการประเมินและเลือกการรักษาตามความต้องการของตนเอง

- CARIVA ลงนามบันทึกข้อตกลงกับ บริษัท ทิพยประกันภัย จำกัด (มหาชน) เมื่อวันที่ 6 กันยายน 2565 เพื่อร่วมกันพัฒนาแพลตฟอร์มที่จะเชื่อมโยงข้อมูลสุขภาพจากแหล่งต่าง ๆ เข้ามาไว้ด้วยกัน พร้อมการประเมินสุขภาพเบื้องต้นด้วยระบบปัญญาประดิษฐ์ (AI Symptom Checker) และการรับคำปรึกษาปัญหาสุขภาพจากแพทย์ผู้เชี่ยวชาญ (Telemedicine) อีกทั้งยังสามารถต่อยอดสร้างโมเดลคำนวณเบี้ยประกันภัยให้กับกลุ่มลูกค้า นอกจากนี้ ยังได้ร่วมกันทดสอบบริการทางการแพทย์ผ่านเครื่อง Health Kiosk และ Home Care Solution และพัฒนาเทคโนโลยีโลกเสมือนจริง (Metaverse) เพื่อใช้ร่วมกับการประกันภัยเกี่ยวกับสุขภาพจิตอีกด้วย โดยความร่วมมือในครั้งนี้จะเป็นการต่อยอดธุรกิจเทคโนโลยีเพื่อสุขภาพที่สามารถเชื่อมโยงกับบริการประกันสุขภาพ เพื่อขยายธุรกิจใหม่ ๆ ร่วมกัน และมุ่งตอบโจทย์ไลฟ์สไตล์ของผู้บริโภคในปัจจุบันอย่างครบวงจร

- CARIVA ลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือกับ โรงพยาบาลธรรมศาสตร์เฉลิมพระเกียรติ เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2565 โดยมุ่งหวังในการขยายตลาดไปยังลูกค้ารายบุคคลในกลุ่มเขตสุขภาพที่ 4 ซึ่งครอบคลุม 8 จังหวัด ได้แก่ สระบุรี นนทบุรี ลพบุรี อ่างทอง นครนายก สิงห์บุรี พระนครศรีอยุธยา และปทุมธานี โดยใช้แอปพลิเคชันที่ CARIVA พัฒนาขึ้นมาใหม่ในการทำแบบคัดกรองสุขภาพ เพื่อเก็บข้อมูลและเข้าถึงข้อมูลสุขภาพของคนในพื้นที่

หน่วยธุรกิจข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ (BEDROCK)

- BEDROCK มีการเก็บรวบรวม ประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่เพื่อนำไปปรับใช้ ซึ่งประกอบด้วย ข้อมูลเมือง ข้อมูลด้านประชากร ข้อมูลถนน และข้อมูลสิ่งปลูกสร้าง เป็นต้น โดยทาง BEDROCK ได้นำข้อมูลเหล่านี้ไปพัฒนาเป็นผลิตภัณฑ์และโซลูชันด้าน Location Intelligence และนำไปปรับใช้กับงานให้คำปรึกษาระดับโครงการ

- BEDROCK ประสบความสำเร็จในการพัฒนาเครื่องมือดิจิทัลที่ช่วยวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพื้นที่อัจฉริยะ ออกมาเป็นแพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (CDDP: City Digital Data Platform) ซึ่งได้นำไปต่อยอดพัฒนาไปใช้ประโยชน์เชิงพาณิชย์ เช่น ระบบภาษีป้าย ระบบภาษีที่ดินและสิ่งปลูกสร้าง ระบบขออนุญาตก่อสร้าง และระบบบริหารจัดการทรัพย์สิน เป็นต้น โดยในปี 2565 มีการนำแพลตฟอร์ม CDDP ไปใช้แล้วกว่า 130 พื้นที่ และคาดการณ์ว่าจะสามารถขยายไปยัง 5,000 กว่าพื้นที่ ภายในปี 2568

- BEDROCK สร้างพันธมิตรและร่วมลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับหน่วยงานต่าง ๆ มากกว่า 10 หน่วยงาน เช่น สมาคมสันนิบาตเทศบาลแห่งประเทศไทย สำนักงานส่งเสริมเศรษฐกิจดิจิทัล มูลนิธิส่งเสริมการปกครองท้องถิ่น มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ มหาวิทยาลัยขอนแก่น และบริษัท ขอนแก่นพัฒนาเมือง (เคเคทีที) จำกัด เป็นต้น โดยพันธมิตรเหล่านี้จะมีส่วนช่วยอย่างมากในการดำเนินการพัฒนาและเผยแพร่แพลตฟอร์มดิจิทัลข้อมูลเมือง (CDDP) เพื่อนำการวิเคราะห์ข้อมูลเมืองมาเป็นส่วนประกอบในการคาดการณ์ วางแผนติดตามผล และแก้ปัญหาต่าง ๆ ของพื้นที่และเป็นเครือข่ายขยายการเรียนรู้การพัฒนาเมืองโดยใช้แพลตฟอร์ม ไปสู่เทศบาลอื่นในพื้นที่ใกล้เคียงหรือเทศบาลที่มีความสนใจในอนาคต

หน่วยธุรกิจด้านการทำ Digital Identity สำหรับหน่วยงานองค์กร และนิติบุคคล (BIND)

- BIND ประสบความสำเร็จในการพัฒนาและปรับใช้โซลูชัน National Corporate Identity (NCID) ซึ่งเป็นการยกระดับนวัตกรรม Digital ID และ E-document ให้นิติบุคคลและองค์กรต่าง ๆ สามารถบรรลุกระบวนการ Digital Transformation แบบครบวงจรได้อย่างสมบูรณ์แบบ โดยเทคโนโลยีของ BIND เป็นการรวมเครื่องมือ e-KYC (Electronic Know Your Customer) e-Signature และ e-POA (Electronic Power of Attorney) เข้ากับการใช้งานของผู้ใช้ได้อย่างราบรื่นและมีประสิทธิภาพ โดยใช้หลักการ Web 3.0 ได้แก่ Self-Sovereign-Identity (SSI) Blockchain และ Cryptography ซึ่งหนึ่งบทบาทในการใช้งาน NCID คือการช่วยให้องค์กรและธนาคารพาณิชย์ต่าง ๆ สามารถดำเนินกระบวนการ KYC และทำธุรกรรมที่เกี่ยวข้องกับเอกสารลงนามจำนวนมากผ่านกระบวนการดิจิทัลเต็มรูปแบบ ซึ่งช่วยภาคธุรกิจต่าง ๆ ให้มีประสิทธิภาพและรวดเร็วมากขึ้นและไม่เสียโอกาสทางธุรกิจ
- BIND ลงนามบันทึกข้อตกลง (MOU) กับธนาคารพาณิชย์หลายแห่ง ประกอบด้วย ธนาคารกรุงไทย ธนาคารไทยพาณิชย์ แบงก์ออฟอเมริกาคอร์ปอเรชั่น ธนาคารสแตนดาร์ดชาร์เตอร์ด ธนาคารโอเวอร์ซี-ไชนีส แบงกิ้งคอร์ปอเรชั่น และธนาคารพาณิชย์อื่น ๆ เพื่อการทดสอบการใช้งานระบบ NCID แบบ SaaS (software-as-a-service) โดยมีธนาคารกรุงไทยเป็นผู้นำร่องดำเนินธุรกรรมจริงกับกลุ่มบริษัทในเครือ ปตท. ผ่านระบบ NCID ภายใต้ Digital Service Sandbox ซึ่งอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของสำนักงานพัฒนาธุรกรรมทางอิเล็กทรอนิกส์ (ETDA)

ความคืบหน้าในธุรกิจ Beyond E&P อื่น ๆ

โครงการ Gas to Power

โครงการได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานรัฐบาลเมียนมาให้ดำเนินการตั้งแต่ปลายปี 2563 ปัจจุบันอยู่ในช่วงเตรียมงาน

โครงการเกี่ยวกับกรีนอีเมทานอล

บริษัทได้มีการลงนามในบันทึกข้อตกลง “Green Methanol Value Chain Collaboration” กับ 5 บริษัทนานาชาติชั้นนำ เพื่อร่วมกันศึกษาโอกาสและความเป็นไปได้ (Feasibility studies) ในการจัดตั้งโรงงานผลิตกรีนอีเมทานอล ซึ่งเป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกตามเป้าหมายขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (International Maritime Organization - IMO) ปี 2030/2050 ที่จะสามารถช่วยลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างเป็นรูปธรรม

โครงการเกี่ยวกับการดักจับและกักเก็บคาร์บอน

- บริษัทได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการประยุกต์ใช้เทคโนโลยีดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) หรือ CCS Hub Model ของกลุ่ม ปตท. เพื่อการเป็นต้นแบบเทคโนโลยีมุ่งสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์
- บริษัทร่วมกับ บริษัท อินเป็กซ์ คอร์ปอเรชั่น และเจจีซี โฮลดิ้งส์ คอร์ปอเรชั่น ซึ่งเป็นพันธมิตรจากประเทศญี่ปุ่น ศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture and Storage หรือ CCS) ในประเทศไทย เพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และช่วยผลักดันการลดคาร์บอนทั้งจากภาคอุตสาหกรรมและของประเทศ

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

Energy Outlook

จากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน ส่งผลให้เกิดวิกฤตพลังงานทั่วโลกและทำให้ราคาพลังงานและราคาไฟฟ้าสูงขึ้นมากอย่างเป็นประวัติการณ์ ก่อให้เกิดปัญหาเงินเฟ้อ และการคาดการณ์ว่าในระยะสั้น เศรษฐกิจโลกจะชะลอตัวหรือเข้าสู่ภาวะถดถอย และทำให้ความต้องการพลังงานเติบโตลดลง หลังจากนั้นคาดการณ์ว่าความต้องการพลังงานจะสูงขึ้นในระยะกลาง แต่ความเสี่ยงจากการขาดแคลนพลังงานเนื่องจากการลดการพึ่งพาพลังงานเชื้อเพลิงจากรัสเซียและราคาค่าไฟฟ้าที่สูงจะยังคงมีอยู่ในระยะยาว รวมถึงคาดการณ์ว่านโยบายพลังงานของหลาย ๆ ประเทศจะมุ่งไปสู่การบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ โดยการเร่งลงทุนและพัฒนาพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น

สำหรับภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ คาดการณ์ว่าจะมีความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจากการเติบโตทางเศรษฐกิจที่รวดเร็ว ซึ่งการจัดหาพลังงานเพิ่มเติมนี้ ต้องทำควบคู่ไปกับการบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ที่ได้ประกาศไปแล้วของประเทศต่าง ๆ ได้แก่ ไทย มาเลเซีย สิงคโปร์ เวียดนาม และอินโดนีเซีย ทั้งนี้การทดแทนพลังงานจากถ่านหินด้วยก๊าซธรรมชาติเป็นวิธีสำคัญในการสร้างความมั่นคงทางพลังงาน และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างมีนัยสำคัญ จากการวิเคราะห์ของ Wood Mackenzie ความต้องการก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคจะเพิ่มขึ้นจากประมาณ 13 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2564 เป็น 17 และ 25 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ในปี 2578 และปี 2593 ตามลำดับ โดยการเพิ่มขึ้นของความต้องการก๊าซธรรมชาติ สวนทางกับความสามารถในการจัดหาก๊าซธรรมชาติผ่านท่อในภูมิภาค ซึ่งจะลดลงจากประมาณ 10 พันล้านลูกบาศก์ฟุตในปี 2564 เป็น 8 และ 2 พันล้านลูกบาศก์ฟุตในปี 2578 และปี 2593 ตามลำดับ ดังนั้นการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวจะมีบทบาทสำคัญของการสร้างเสถียรภาพทางด้านพลังงานของภูมิภาค

ราคาน้ำมันดิบ

จากสถานการณ์เงินเฟ้อทั่วโลก ทำให้ธนาคารกลางทั่วโลกมีแผนที่จะปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยต่อเนื่องจากปี 2565 เช่น ธนาคารกลางสหรัฐฯ ได้ส่งสัญญาณปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายสูงถึงร้อยละ 4.75 - 5.75 สร้างความกังวลการเกิดภาวะเศรษฐกิจถดถอย ซึ่งจะส่งผลโดยตรงต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจ รวมไปถึงการบริโภคน้ำมันในหลายภูมิภาค อย่างไรก็ตาม ประเทศจีนได้เริ่มผ่อนคลายมาตรการโควิดเป็นศูนย์ และคาดว่าจะเริ่มเปิดประเทศในต้นปี 2566 จากปัจจัยต่าง ๆ ข้างต้น ทำให้คาดการณ์อุปสงค์น้ำมันดิบทั่วโลกในปี 2566 จะเติบโตระหว่าง 1.7 - 2.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ในด้านอุปทาน ผลจากมาตรการต่าง ๆ ของสหภาพยุโรปที่จะยุติการนำเข้าน้ำมันดิบส่วนใหญ่รวมถึงการกำหนดเพดานราคาซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซียซึ่งมีผลตั้งแต่วันที่ 5 ธันวาคม 2565 ทำให้คาดการณ์ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบเฉลี่ยของรัสเซียจะมีปริมาณลดลงจาก 10.6 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2565 เหลือ 9.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในปี 2566 ทั้งนี้ รัสเซียอาจออกมาตรการตอบโต้การคว่ำบาตรซึ่งอาจรวมถึงการลดปริมาณการส่งออกน้ำมันดิบ ด้านผู้ผลิตรายอื่น ๆ เช่น สหรัฐอเมริกา มีแผนปรับเพิ่มกำลังการผลิต 1 ล้านบาร์เรล ในปี 2566 จากการเพิ่มกิจกรรมการผลิตในแหล่งเพอร์เมียน และคาดว่ากลุ่ม OPEC+ จะยังคงควบคุมกำลังการผลิตเพื่อสร้างเสถียรภาพตลาดและกำหนดราคาน้ำมันในระดับสูงต่อไป โดยคงการปรับลดกำลังการผลิตราว 1 - 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทำให้คาดการณ์อุปทานน้ำมันดิบโลกในปี 2566 เติบโตราว 1.4 - 1.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน

โดยสรุป ปตท.สผ. คาดการณ์ว่าในปี 2566 อุปสงค์-อุปทานน้ำมันดิบจะยังคงตึงตัว โดยมีความกังวลด้านเศรษฐกิจเป็นปัจจัยสำคัญส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบเคลื่อนไหวในกรอบราคา 75 - 90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนเกี่ยวกับมาตรการโควิดในประเทศจีน ภาวะเศรษฐกิจ สงครามระหว่างรัสเซีย-ยูเครน และแผนคลังสำรองน้ำมันดิบทางยุทธศาสตร์ ยังคงเป็นปัจจัยที่ต้องติดตามต่อไป

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สำหรับปี 2566 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกยังคงอยู่ในภาวะล้นตลาด โดยกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 12 ล้านตัน เป็นปริมาณรวม 433 ล้านตัน (คิดเป็นการเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 จากปี 2565) โดยเป็นการเพิ่มมาจากประเทศอินโดนีเซีย สหรัฐอเมริกา และรัสเซียเป็นหลัก ในขณะที่ความต้องการรวมคาดการณ์ว่าจะอยู่ที่ประมาณ 415 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมกราคม 2566) โดยความต้องการ LNG ในภาพรวมมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากการเปิดเสรีการค้า (LNG Market Liberalization) ในประเทศต่าง ๆ ในเอเชีย ประกอบกับหลายประเทศมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติ (Domestic Gas) ลดลง มีผลทำให้ความต้องการนำเข้า LNG เพิ่มสูงขึ้น นอกจากนี้ การปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยโดยธนาคารกลางเพื่อควบคุมอัตราเงินเฟ้อจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจโลกและความต้องการใช้พลังงาน ปัจจัยที่ต้องจับตามองในระยะสั้นคือการฟื้นตัวของเศรษฐกิจจีนหลังจากยกเลิกมาตรการกักตัวโควิด และผลกระทบจากมาตรการคว่ำบาตรการส่งออก LNG จากรัสเซียไปยังเอเชีย โดย ปตท.สผ. คาดการณ์ราคาเฉลี่ย Asian Spot LNG สำหรับปี 2566 อยู่ประมาณ 28 - 33 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Platts เดือนพฤศจิกายน 2565 และ FGE เดือนมกราคม 2566)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2566 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.7 โดยคาดว่าเศรษฐกิจในประเทศจะฟื้นตัวขึ้นจากภาคการท่องเที่ยว และการบริโภคของภาคเอกชนและประชาชนทั่วไป อย่างไรก็ตาม หากการหดตัวของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะประเทศจีนรุนแรงกว่าคาด อาจทำให้เศรษฐกิจของประเทศไทยชะลอการเติบโตลงจากคาดการณ์เดิม ในเชิงนโยบายการเงิน ธนาคารแห่งประเทศไทยมองว่า การดำเนินนโยบายการเงินเพื่อให้กลับสู่ภาวะปกติอย่างค่อยเป็นค่อยไปยังคงเป็นแนวทางที่เหมาะสมสำหรับการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยอย่างมีเสถียรภาพ

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับ ดอลลาร์ สรอ. ในปี 2566 คาดว่าจะแข็งค่าจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยโดยเฉพาะภาคท่องเที่ยวซึ่งจะได้รับผลบวกจากการที่ประเทศจีนเริ่มมีการเปิดประเทศ นอกจากนั้น ค่าเงินบาทอาจได้รับแรงสนับสนุนเพิ่มเติมจากนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ ซึ่งได้ชะลอการขึ้นอัตราดอกเบี้ยในช่วงปลายปี 2565 เนื่องจากอัตราเงินเฟ้อในสหรัฐฯ เริ่มลดลงอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม ยังคงคาดว่าค่าเงินบาทจะมีความผันผวนจากปัจจัยความไม่แน่นอนต่าง ๆ เช่น สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน รวมถึงการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก

อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลัก ๆ ที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายในส่วนที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทในปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ทั้งหมด

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2566

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2566 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานเป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)		ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)		ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ไตรมาส 1 ปี 2566	ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2566	ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2566 และ ปี 2566	ไตรมาส 1 ปี 2566 และ ปี 2566
~472	~470	~6.7	~6.1	~27-28	~70-75%

หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2566 ที่ 88 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ที่ประมาณ 472,000 และ 470,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ตามลำดับ เติบโตเล็กน้อยจากปี 2565 จากการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) ตามแผนงาน

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 และทั้งปี 2566 จะอยู่ที่ประมาณ 6.7 และ 6.1 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ ลดลงจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบที่ลดลงจากปี 2565 รวมถึงสัดส่วนปริมาณ

ขายที่เพิ่มขึ้นของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และโครงการจี 2/61 (บงกช) ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งมีราคาขายก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยลดลงเมื่อเทียบกับในระบบสัมปทานเดิม

- บริษัทมีการเข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันโดย ณ สิ้นปี 2565 มีปริมาณน้ำมันภายใต้การประกันความเสี่ยงดังกล่าวจำนวน 3.3 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับไตรมาส 1 ปี 2566 และทั้งปี 2566 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 27-28 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ลดลงจากต้นทุนต่อหน่วยของปี 2565 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่ลดลงตามราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัท และค่าเสื่อมราคาต่อหน่วยที่ลดลง

เอกสารแนบ: ข้อมูลเพิ่มเติมเกี่ยวกับกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ไม่ได้ตรวจสอบ)

(ก) สรุปปริมาณสำรองปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565

ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีรายละเอียดดังตารางแนบ ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจะมีการตรวจสอบและประเมินทุกรอบปีโดยนักธรณีวิทยาและวิศวกรแหล่งปิโตรเลียมของ ปตท.สผ. เพื่อให้ได้ปริมาณสำรองที่ตรงตามมาตรฐาน ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในรายงานนี้ จะรวมถึงปริมาณสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

นอกจากนี้เพื่อให้การประมาณและการรายงานปริมาณสำรองปิโตรเลียมของบริษัทเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ มีการสอบทานและกำกับดูแลที่ดี ปตท. สผ. ยังมีคณะกรรมการปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Committee) ซึ่งมีหน้าที่และความรับผิดชอบดังนี้

- พิจารณากลั่นกรองให้ความเห็นชอบต่อปริมาณสำรองปิโตรเลียมประจำปี (Annual Reserves)
- พิจารณากลั่นกรองและอนุมัติการเปลี่ยนแปลงปริมาณสำรองปิโตรเลียมอย่างมีนัยยะ (Major Changes of Reserves) และปริมาณสำรองปิโตรเลียมสำหรับโครงการใหม่ที่เข้าซื้อและควบรวมกิจการ (Reserves for Newly-Acquired Project)
- ตรวจสอบขั้นตอนการประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมและการรายงานข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมให้เป็นไปตามกฎระเบียบ และกฎหมายที่เกี่ยวข้องตามมาตรฐานของบริษัทฯ และมาตรฐานสากล
- พิจารณาอนุมัติแผนการดำเนินการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Annual Reserves Audit Plan) และแต่งตั้งผู้ตรวจประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Auditor) และอนุมัติรายงานการตรวจประเมินประจำปีด้านปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserves Audit Report) เพื่อให้เป็นไปตามแนวปฏิบัติและเกิดการพัฒนากระบวนการอย่างต่อเนื่อง

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.[1] คิดเป็นปริมาณน้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] 365 ล้านบาร์เรล และเป็นก๊าซธรรมชาติ 6,523 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือ 1,077 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งหมดเป็น 1,442 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมรวมทุกโครงการของกลุ่ม ปตท.สผ.[1] ในปี 2565 คิดเป็น 214 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยแบ่งเป็นน้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] 56 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติ 977 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (158 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ) คิดเป็นอัตราการผลิตประมาณ 585,244 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากปีที่แล้วประมาณ 90,367 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 18 โดยมีสาเหตุหลักจากโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ เริ่มมีการผลิตในเดือนเมษายน และกรกฎาคม 2565 ตามลำดับ รวมทั้งกลุ่ม ปตท.สผ. ลงนามเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการ G1/61 และได้รับสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการยาดานาเพิ่มขึ้น จากเดิม 25.5% เป็น 37.0842% เนื่องจาก TotalEnergies ถอนการลงทุน โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 20 กรกฎาคม 2565

---

[1] รวมโครงการร่วมทุนอพิโก

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[1]

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] (ล้านบาร์เรล)			ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	112	183	295	2,580	2,171	4,751	533	540	1,073
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	7	4	11	51	(25)	26	15	2	17
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	2	-	2	2	-	2	3	-	3
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	20	8	28	781	48	829	147	15	162
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	69	69	-	1,117	1,117	-	264	264
5) การผลิต	(26)	(22)	(48)	(470)	(342)	(812)	(103)	(76)	(179)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	2,944	2,969	5,913	595	745	1,340
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วของบริษัทและบริษัทย่อย									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	115	242	357	2,944	2,969	5,913	595	745	1,340
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	13	6	19	173	208	381	41	33	74
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	1	0	1	1	-	1	1	0	1
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	32	9	41	859	171	1,030	174	37	211
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	3	(0)	3	80	35	115	16	4	20
5) การผลิต	(31)	(25)	(56)	(566)	(402)	(968)	(123)	(89)	(212)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	**133**	**232**	**365**	**3,491**	**2,981**	**6,472**	**704**	**730**	**1,434**

[1] ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
ปริมาณสำรองน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว[1]

	น้ำมันดิบและคอนเดนเสท[2] (ล้านบาร์เรล)			ก๊าซธรรมชาติ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)			ปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า[3]									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2563	0	-	0	9	-	9	1	-	1
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	(0)	-	(0)	(3)	-	(3)	(0)	-	(0)
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	0	-	0	63	-	63	11	-	11
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วจากการลงทุนในการร่วมค้า[3]									
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564	0	-	0	60	-	60	10	-	10
1) ปรับปรุงจากการประมาณการก่อนหน้า	-	-	-	-	-	-	0	-	0
2) การใช้เทคนิคเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3) การเจาะหลุมพัฒนาเพิ่มเติมและการค้นพบใหม่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4) การซื้อ/ขายปริมาณสำรองที่มีอยู่	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5) การผลิต	(0)	-	(0)	(9)	-	(9)	(2)	-	(2)
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	**0**	-	**0**	**51**	-	**51**	**8**	-	**8**
รวมปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565	133	232	365	3,542	2,981	6,523	712	730	1,442

[1] ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมถึงปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของ ปตท.สผ. และส่วนแบ่งของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม

[2] รวมถึงก๊าซโซลีนธรรมชาติ (NGL)

[3] สัดส่วนของปริมาณสำรองจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(ข) รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานสินทรัพย์ของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม จะแสดงถึงสินทรัพย์ของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์ รวมถึงค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์

สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วประกอบด้วย หลุมสำรวจ หลุมพัฒนา ท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียม สินทรัพย์สิทธิการใช้ รวมถึงประมาณการค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต ส่วนสินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว หมายถึง รายจ่ายฝ่ายทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565	2564
สินทรัพย์ของโครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	37,248	36,055
สินทรัพย์ของโครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	4,312	4,446
สินทรัพย์รวมของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	**41,560**	**40,501**
ค่าเสื่อมราคาสะสม ค่าสูญสิ้นสะสม ค่าตัดจำหน่ายสะสม และค่าเผื่อการด้อยค่า	(25,779)	(25,588)
สินทรัพย์สุทธิของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม	**15,781**	**14,913**

(ค) รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม

รายงานรายจ่ายที่เกิดขึ้นจะแสดงถึงรายจ่ายที่เกิดขึ้นในระหว่างปีจากการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียม ทั้งที่บันทึกเป็นสินทรัพย์และค่าใช้จ่าย

ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม หมายถึง รายจ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อให้ได้เข้าไปมีส่วนร่วมในสิทธิในการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมของโครงการต่าง ๆ ทั้งที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วและยังไม่ได้พิสูจน์

รายจ่ายเพื่อการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมสำรวจรวมถึงค่าสงวนพื้นที่ในแปลงสำรวจ

รายจ่ายเพื่อการพัฒนาประกอบด้วย รายจ่ายเพื่อการขุดเจาะและเตรียมหลุมพัฒนา และรายจ่ายในการปรับปรุงกระบวนการผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อใช้ในการผลิต การแยก การปรับปรุงคุณภาพปิโตรเลียม และการรวบรวมและเก็บรักษาปิโตรเลียม รวมทั้งรายจ่ายเพื่อท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565			2564		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
ต้นทุนเพื่อการได้มาซึ่งสิทธิในผลผลิตปิโตรเลียม						
- โครงการที่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	5	-	5	19	2,300	2,319
- โครงการที่ยังไม่พบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว	-	12	12	-	3	3
รายจ่ายเพื่อการสำรวจ	13	107	120	44	157	201
รายจ่ายเพื่อการพัฒนา	1,374	718	2,092	799	832	1,631
รวม	**1,392**	**837**	**2,229**	**862**	**3,292**	**4,154**

(ง) รายงานผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

รายงานผลการดำเนินงานนี้แสดงเฉพาะผลการดำเนินงานจากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม สำหรับปี 2565 และ 2564 โดยแสดงไว้ในตารางข้างล่างดังต่อไปนี้

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาหลุมผลิต ตลอดจนเครื่องมือและอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่ายในการสำรวจประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายสำรวจเพื่องานธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และค่าตัดจำหน่ายหลุมสำรวจ รวมถึงต้นทุนของโครงการที่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

ค่าใช้จ่ายในการบริหาร คือ ค่าใช้จ่ายในการบริหารที่เกี่ยวเนื่องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย หมายถึง ค่าสึกหรอของสินทรัพย์จากกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียมและท่อขนส่งก๊าซธรรมชาติ รวมทั้งค่าตัดจำหน่ายประมาณการค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต

ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น ส่วนใหญ่ประกอบด้วยขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ กำไรหรือขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกี่ยวเนื่องโดยตรงกับกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม และรายได้อื่น ๆ

ภาษีเงินได้คำนวณจากกำไรจากผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายทั่วไปของสำนักงานใหญ่และต้นทุนทางการเงินไม่รวมเป็นค่าใช้จ่ายในการคำนวณผลการดำเนินงานของกิจกรรมการผลิตปิโตรเลียม

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565			2564		
	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม	ในประเทศ	ต่างประเทศ	รวม
รายได้ :						
รายได้จากการขาย – บริษัทที่เกี่ยวข้อง	5,369	2,031	7,400	4,074	1,029	5,103
รายได้จากการขาย – บริษัทอื่น	283	2,021	2,304	231	1,677	1,908
รายได้จากการขายรวม	**5,652**	**4,052**	**9,704**	**4,305**	**2,706**	**7,011**
ค่าใช้จ่าย :						
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	674	788	1,462	454	623	1,077
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ	4	68	72	0	226	226
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	63	257	320	43	96	139
ค่าภาคหลวง	596	92	688	501	29	530
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	1,399	920	2,319	1,339	825	2,164
ค่าใช้จ่าย (รายได้) อื่น	(56)	209	153	3	(222)	(219)
ค่าใช้จ่ายรวม	**2,680**	**2,334**	**5,014**	**2,340**	**1,577**	**3,917**
ผลการดำเนินงานก่อนภาษีเงินได้	**2,972**	**1,718**	**4,690**	**1,965**	**1,129**	**3,094**
ภาษีเงินได้	1,064	1,056	2,120	691	630	1,321
ผลการดำเนินงานสุทธิ	**1,908**	**662**	**2,570**	**1,274**	**499**	**1,773**

(จ) รายงานมูลค่าปัจจุบันตามมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

ตามมาตรฐานการวัดมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว จะคำนวณโดยใช้ราคาเฉลี่ย 12 เดือน* (คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงของราคาเฉพาะที่มีกำหนดไว้ในสัญญาเท่านั้น) คูณด้วยประมาณการปริมาณการผลิตในอนาคตของปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วที่เหลืออยู่ ณ สิ้นปี หักด้วยประมาณการค่าใช้จ่ายในอนาคตที่จะเกิดขึ้นในการพัฒนาและผลิตปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ซึ่งคิดจากต้นทุนค่าใช้จ่ายตามข้อมูล ณ สิ้นปี โดยไม่คำนึงถึงสภาวะแวดล้อมอื่น ๆ ที่อาจจะเปลี่ยนไปในอนาคต

ภาษีเงินได้ในอนาคตคำนวณโดยใช้อัตราภาษีตามกฎหมายที่มีอยู่ ณ สิ้นปี และหักหรือปรับปรุงส่วนลดต่าง ๆ ตามที่เป็นจริง

กระแสเงินสดสุทธิคำนวณจากมูลค่าของกระแสเงินสดสุทธิในแต่ละปีเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วยอัตรา 10% ต่อปี เพื่อสะท้อนถึงมูลค่าตามเวลาของกระแสเงินสดนั้น

มูลค่าปัจจุบันของประมาณการกระแสเงินสดตามที่แสดงไว้ข้างล่างนี้ มิได้มุ่งหมายให้เป็นการแสดงประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดของสินทรัพย์ปิโตรเลียม การประมาณการมูลค่าตามราคาตลาดควรต้องคำนึงถึงปัจจัยหลายประการได้แก่ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ซึ่งอาจเปลี่ยนเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ในอนาคต ประมาณการราคาของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติในอนาคต อัตราดอกเบี้ย การเปลี่ยนแปลงของค่าใช้จ่ายในการพัฒนาและผลิต และความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับการผลิตในอนาคต รวมทั้งข้อควรคำนึงอื่น ๆ อีกมาก ดังนั้นมูลค่าที่เหมาะสมจึงขึ้นอยู่กับการพิจารณา และ/หรือ การตัดสินใจของผู้วิเคราะห์เป็นหลัก

* ราคาเฉลี่ย 12 เดือน คำนวณจากการเฉลี่ยแบบไม่ถ่วงน้ำหนัก โดยใช้ราคาของวันแรกในแต่ละเดือน

มูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	ในประเทศ		ต่างประเทศ		รวม	
	2565	2564	2565	2564	2565	2564
รายรับ	20,444	15,555	31,528	23,197	51,972	38,752
ค่าใช้จ่ายในการผลิต	(6,713)	(5,872)	(5,929)	(5,797)	(12,642)	(11,669)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(6,530)	(4,758)	(3,741)	(3,603)	(10,271)	(8,361)
ภาษีเงินได้	(1,128)	(1,261)	(6,660)	(3,456)	(7,788)	(4,717)
กระแสเงินสดสุทธิ	**6,073**	**3,664**	**15,198**	**10,341**	**21,271**	**14,005**
ส่วนปรับลดมูลค่าตามเวลา 10% ต่อปี	(1,683)	(678)	(7,585)	(5,243)	(9,268)	(5,921)
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	**4,390**	**2,986**	**7,613**	**5,098**	**12,003**	**8,084**
มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนในการร่วมค้า[1]	211	145	-	-	211	145
รวมมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ	**4,601**	**3,131**	**7,613**	**5,098**	**12,214**	**8,229**

การเปลี่ยนแปลงมูลค่าปัจจุบันตามการวัดมาตรฐานของกระแสเงินสดสุทธิที่เกี่ยวข้องกับปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว

(หน่วย: ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา)	2565	2564
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ ต้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	**8,084**	**5,158**
รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายในการผลิตจากการขายและจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตระหว่างปี	(7,334)	(4,624)
ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาที่เกิดขึ้นระหว่างปี	2,920	1,842
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากราคาและค่าใช้จ่ายในการผลิต	12,466	5,794
การเปลี่ยนแปลงสุทธิเนื่องจากค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	(1,455)	(343)
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการเพิ่มขึ้นของปริมาณสำรองที่สำรวจใหม่ สำรวจเพิ่มเติม และปรับปรุงวิธีการผลิต	2,132	1,334
การเปลี่ยนแปลงในปริมาณที่ได้ประมาณการไว้	1,354	233
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากการซื้อหรือขายปริมาณสำรองปิโตรเลียม	253	3,795
การเปลี่ยนแปลงเนื่องจากส่วนปรับลดตามมูลค่าของเวลาที่เปลี่ยนไป	(3,347)	(3,105)
การเปลี่ยนแปลงสุทธิของภาษีเงินได้	(3,070)	(2,000)
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปีของ ปตท.สผ. และบริษัทย่อย	**12,003**	**8,084**
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี จากการลงทุนในการร่วมค้า[1]	211	145
รวมมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ณ สิ้นปี	**12,214**	**8,229**

[1] การลงทุนในการร่วมค้าจากโครงการร่วมทุนอพิโก

(ฉ) ข้อมูลอื่น

หลุมผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ

จำนวนหลุม[1] ผลิตน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีดังต่อไปนี้

	น้ำมันดิบ	ก๊าซธรรมชาติ
ประเทศไทย	1,707	2,552
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	125	218
อื่น ๆ	9,595	133
รวม	**11,427**	**2,903**

นิยามหลุมผลิต:

- หลุมผลิต คือ หลุมที่ดำเนินการผลิตอยู่รวมถึงหลุมที่หยุดผลิตชั่วคราว แต่ไม่รวมหลุมกำจัดน้ำทิ้ง (water disposal) หรือหลุมที่หยุดผลิตถาวร (plugged and abandoned)
- หลุมผลิตน้ำมันดิบ คือ หลุมที่ผลิตน้ำมันดิบเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตก๊าซธรรมชาติร่วมด้วย
- หลุมผลิตก๊าซธรรมชาติ คือ หลุมที่ผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นสัดส่วนหลัก โดยอาจมีการผลิตน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติเหลวร่วมด้วย

หลุมน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ

จำนวนหลุมซึ่งอยู่ระหว่างการขุดเจาะ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2565 มีดังต่อไปนี้

	จำนวนหลุม [1]
สำรวจและประเมินผล	
ประเทศไทย	-
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1
อื่น ๆ	-
รวม	**1**
พัฒนาปิโตรเลียม	
ประเทศไทย	56
ต่างประเทศ	
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	3
อื่น ๆ	4
รวม	**63**

[1] จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

จำนวนหลุม[1] น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งขุดเจาะแล้ว ในปี 2565

	พบปิโตรเลียม	หลุมแห้ง
สำรวจและประเมินผล		
ประเทศไทย	2	2
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	1	1
อื่น ๆ	2	-
รวม	5	3

	พร้อมผลิต	หลุมแห้ง
พัฒนาปิโตรเลียม		
ประเทศไทย	340	9
ต่างประเทศ		
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	17	1
อื่น ๆ	35	-
รวม	392	10

[1] จำนวนหลุมผลิตทั้งหมดรายงานเป็น 100% (Gross) มิใช่เพียงตามสัดส่วนการร่วมทุนของ ปตท.สผ.

ผลการดำเนินงานรายไตรมาสปี 2565 และ 2564 สำหรับงบการเงินรวมมีดังนี้

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2565	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	2,469,448	2,388,305	2,382,536	2,030,275
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	44,825	43,021	32,719	30,358
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	44,568	-	-	-
กำไรจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	-	152,519	8,724	-
รายได้ดอกเบี้ย	22,778	11,402	5,587	4,264
รายได้อื่น ๆ	115,607	21,835	39,519	18,173
รวมรายได้	2,697,226	2,617,082	2,469,085	2,083,070
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	321,407	300,286	291,598	196,719
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	7,511	41,497	16,553	6,122
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	292,910	80,444	112,400	92,609
ค่าภาคหลวง	174,009	170,824	178,681	164,209
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	649,934	631,112	565,330	516,759
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	86,591	44,217	4,824
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	100,117	-	-	245,612
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม	205,084	94,996	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	55,586	62,335	63,694	51,968
รวมค่าใช้จ่าย	1,806,558	1,468,085	1,272,473	1,278,822
ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	13,510	(17,485)	12,964	10,567
กำไรก่อนภาษีเงินได้	904,178	1,131,512	1,209,576	814,815
ภาษีเงินได้	(486,965)	(467,916)	(609,835)	(496,785)
กำไรสำหรับงวด	417,213	663,596	599,741	318,030
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.11	0.17	0.15	0.08

หน่วย: พันดอลลาร์สหรัฐอเมริกา

ปี 2564	ไตรมาสที่ 4	ไตรมาสที่ 3	ไตรมาสที่ 2	ไตรมาสที่ 1
รายได้				
รายได้จากการขาย	1,867,008	1,743,639	1,728,895	1,391,318
รายได้จากการบริการท่อขนส่งก๊าซ	26,248	26,686	19,804	20,409
รายได้อื่น				
กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	4,946	-	-	-
กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม	(8,097)	-	-	349,971
รายได้ดอกเบี้ย	3,428	3,465	4,726	5,131
รายได้อื่น ๆ	95,068	10,459	14,392	11,675
รวมรายได้	1,988,601	1,784,249	1,767,817	1,778,504
ค่าใช้จ่าย				
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	275,037	219,801	192,455	174,202
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียม	19,698	50,285	7,464	148,805
ค่าใช้จ่ายในการบริหาร	125,534	71,625	82,935	74,945
ค่าภาคหลวง	142,654	131,997	137,964	117,600
ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้นและค่าตัดจำหน่าย	419,870	605,821	629,714	546,659
ค่าใช้จ่ายอื่น				
ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	-	36,323	1,753	4,462
ขาดทุนจากการวัดมูลค่าเครื่องมือทางการเงิน	6,529	5,052	124,350	98,359
ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยม	183,000	-	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	50,826	52,008	51,372	48,020
รวมค่าใช้จ่าย	1,223,148	1,172,912	1,228,007	1,213,052
ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมและการร่วมค้า	3,305	6,895	2,795	2,179
กำไรก่อนภาษีเงินได้	768,758	618,232	542,605	567,631
ภาษีเงินได้	(447,941)	(326,179)	(320,957)	(191,611)
กำไรสำหรับงวด	320,817	292,053	221,648	376,020
กำไรต่อหุ้น				
กำไรต่อหุ้นขั้นพื้นฐาน	0.08	0.07	0.06	0.09

สรุปปริมาณการขายปิโตรเลียมและราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย

	2565	2564
ปริมาณการขายปิโตรเลียม – สุทธิ (บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	468,130	416,141
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย		
ราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรล)	94.89	66.70
ราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อล้านบีทียู)	6.27	5.69
ราคาขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเฉลี่ย (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	53.39	43.49
Lifting Cost (ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	4.42	4.13