บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 3 ปี 2565 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 96.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงร้อยละ 11 จากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 2 ปี 2565 ที่ 108.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักที่กดดันให้ความต้องการใช้น้ำมันปรับตัวลดลง ได้แก่ ความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจโลกถดถอย การแข็งค่าของสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. รวมถึงมาตรการปิดเมืองของประเทศจีนเพื่อป้องกันการระบาดของโควิด-19 โดยในไตรมาสนี้ ธนาคารกลางทั่วโลกต่างทยอยปรับเพิ่มอัตราดอกเบี้ยในอัตราที่สูงเป็นประวัติการณ์เพื่อสกัดภาวะเงินเฟ้อ ซึ่งนโยบายการขึ้นอัตราดอกเบี้ยดังกล่าวก่อให้เกิดความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจถดถอยในวงกว้าง ทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างต่อเนื่องนับตั้งแต่เดือนมิถุนายนที่ผ่านมา นอกจากนั้น มาตรการการปิดเมืองเพื่อควบคุมโควิด-19 ภาวะแห้งแล้ง และการขาดแคลนไฟฟ้าของประเทศจีน ก็ยังคงมีบทบาทสำคัญต่อราคาน้ำมันดิบโลก ในด้านอุปทานน้ำมันดิบมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นมาสู่ระดับใกล้เคียงช่วงเวลาก่อนเกิดการระบาดในปี 2563 อย่างไรก็ตาม เมื่อช่วงต้นเดือนตุลาคม กลุ่ม OPEC+ ได้ประกาศลดกำลังการผลิตลงอีกครั้งหนึ่ง ส่งผลให้คาดการณ์ตลาดน้ำมันดิบในไตรมาส 4 ปี 2565 จะมีอุปทานส่วนเกินเพียงเล็กน้อย ราคาน้ำมันดิบดูไบจึงคาดว่าจะยังเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 90 ถึง 100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

ในส่วนของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในไตรมาส 3 ปี 2565 มีความคืบหน้าหลายด้าน ได้แก่ การต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (MTJDA) ต่อไปอีก 10 ปี ซึ่งจะสิ้นสุดในปี 2582 และได้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่จะนำเข้ามาในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอีกอย่างน้อย 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จนถึงปี 2568 เพื่อช่วยสนับสนุนความต้องการใช้ก๊าซฯ ภายในประเทศ การประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจโครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2 ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โดยได้ค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ประมาณ 2.5 – 3.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต สำหรับเหตุการณ์รอยรั่วที่ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกของโครงการซอติก้า ประเทศเมียนมา ซึ่งส่งผลให้ต้องหยุดการส่งก๊าซฯ เข้าประเทศไทยเป็นเวลา 2 สัปดาห์นั้น บริษัทได้ดำเนินการซ่อมแซมรอยรั่วดังกล่าวแล้วเสร็จและสามารถส่งก๊าซฯ เข้ามายังประเทศไทยได้ตามปกติแล้ว นอกจากนั้น ในเดือนกันยายน บริษัทได้เข้าร่วมการประมูลสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอาวไทย (รอบ 24) โดยจะทราบผลในเดือนกุมภาพันธ์ ปี 2566 และได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในโครงการบาร์ารินเนียส์เอพี 1 และโครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23 ในประเทศบราซิล โดยคาดว่าจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2565 ซึ่งการขายสัดส่วนดังกล่าวถือเป็นส่วนหนึ่งของการบริหารจัดการการลงทุน (Portfolio Rationalization) เพื่อให้สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์

ด้านความคืบหน้าของธุรกิจใหม่ ในไตรมาสที่ผ่านมา บริษัทเอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ได้ลงนามความร่วมมือกับ บริษัท วิทยุการบินแห่งประเทศไทย จำกัด เพื่อพัฒนาระบบและแพลตฟอร์มการควบคุมอากาศยานไร้คนขับ อีกทั้งยังเดินหน้าร่วมมือเป็นพันธมิตรกับอีซีไรซ์ (Easy Rice) เพื่อยกระดับอุตสาหกรรมข้าวไทยด้วยเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (AI) โดยการรวบรวมข้อมูลกระบวนการผลิตตั้งแต่ผู้ผลิตถึงผู้บริโภคผ่านแพลตฟอร์มดิจิทัล นอกจากนั้น ได้ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงกับ บริษัท ทิพยประกันภัย จำกัด (มหาชน) เพื่อร่วมกันพัฒนาแพลตฟอร์มดิจิทัลที่จะเชื่อมโยงข้อมูลสุขภาพจากแหล่งต่าง ๆ ที่สามารถเชื่อมโยงกับบริการประกันสุขภาพ ในส่วนของโครงการ Gas to Power ปัจจุบันอยู่ในช่วงเตรียมงาน เช่น การสำรวจพื้นที่ การร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น

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) เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ “EP Net Zero 2050” ภายในปี 2593 และ 3) การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

ในด้านผลประกอบการ ในไตรมาส 3 ปี 2565 ปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 3 มาอยู่ที่ 478,323 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ในขณะที่การลดลงของราคาน้ำมันในตลาดโลกส่งผลให้ราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ลดลงเล็กน้อยจากไตรมาสก่อนหน้ามาอยู่ที่ 53.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ในส่วนของต้นทุนต่อหน่วยเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 28.82 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ และในไตรมาสนี้ บริษัทมีผลกำไรจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จำนวน 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 อยู่ที่ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในด้านฐานะการเงิน บริษัทยังคงมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง โดย ณ สิ้นไตรมาส บริษัทมีสินทรัพย์รวม 24,684 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสด 3,436 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวม 11,623 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 4,274 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 13,061 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทำให้อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า

ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2565	เก้าเดือน ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	2,469	2,617	1,784	148	833	7,008	5,331	1,677
รายได้จากการขาย *	2,383	2,388	1,744	5	644	6,801	4,864	1,937
EBITDA **	1,816	1,838	1,297	22	541	5,255	3,665	1,590
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	600	664	292	64	372	1,581	890	691
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.15	0.17	0.07	0.02	0.10	0.40	0.22	0.18
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	647	706	335	59	371	1,922	967	955
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(47)	(42)	(43)	5	1	(341)	(77)	(264)

** รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมคำนวณในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย*

*** ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์รวมถึงการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายในประเทศบราซิลที่รับรู้ในระหว่างงวด*

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 & Storage: CCS)
- เพิ่มการใช้พลังงานหมุนเวียนและมองหาพลังงานสะอาดรูปแบบใหม่เพื่อนำมาใช้ในพื้นที่ปฏิบัติการ
- ดำเนินการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Offsetting) อย่างต่อเนื่อง ผ่านโครงการปลูกป่าและการดูดซับคาร์บอนโดยมหาสมุทร (Blue Carbon) ภายใต้โครงการ Ocean for Life

การเติบโตในธุรกิจใหม่ (Diversify)

- เร่งสร้างการเติบโตให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV) โดยนำผลิตภัณฑ์และบริการเข้าสู่ตลาดให้เร็วขึ้น รวมถึงมองหาโอกาสการลงทุนทางธุรกิจร่วมกับพันธมิตรใหม่ ๆ
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในธุรกิจไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและพลังงานหมุนเวียน
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS) รวมถึงการต่อยอดเชื้อเพลิงไฮโดรเจน (H_2) รวมถึงพลังงานในอนาคต
- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบัน

การบริหารจัดการและกิจกรรมสนับสนุนธุรกิจ

การบริหารจัดการตามหลักธรรมาภิบาล

ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจ ตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญ ดังนี้

- พัฒนากิจกรรมด้าน GRC ให้มีประสิทธิภาพและเป็นรูปธรรมในโครงการมาเลเซีย พร้อมติดตามและรายงานผลการดำเนินงานด้าน GRC และสร้างวัฒนธรรมให้เกิดความรู้ความเข้าใจผ่านช่องทางที่เหมาะสม ตามแผนการดำเนินงานระยะยาวด้าน GRC เพื่อเตรียมความพร้อมในการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับองค์กร
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน เพื่อนำไปสู่เป้าหมายการไม่พบปัญหาที่ส่งผลกระทบรุนแรง (No surprise problem) อันเนื่องมาจากมีความเสี่ยงที่ไม่ได้ถูกบริหารจัดการ
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System อย่างต่อเนื่อง ซึ่งเป็นการรวบรวมรายงาน GRC ในด้านต่าง ๆ ได้แก่ การรับเรื่องร้องเรียน การบริหารความเสี่ยง การบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ การประเมินการควบคุมภายใน และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ เพื่อช่วยให้ผู้บริหารและพนักงานที่เกี่ยวข้องได้รับข้อมูลทางด้าน GRC อย่างทันท่วงทีและช่วยสนับสนุนการตัดสินใจที่สำคัญได้
- ดำเนินการต่อเนื่องเพื่อสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ ภายในองค์กร เพื่อเพิ่มความตระหนักรู้ ความเข้าใจ พร้อมทั้งการนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงานได้ และส่งเสริมการดำเนินงานด้าน GRC ไปยังสังคมภายนอก

ปตท.สผ. ยังได้มีการกำหนดนโยบายด้านสิทธิมนุษยชนและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากลต่าง ๆ และแสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2565 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท รวมถึงผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังเสริมสร้างความรู้ ความเข้าใจ รวมถึงความรับผิดชอบร่วมในด้านสิทธิมนุษยชนให้กับพนักงานทุกคนผ่านการอบรมในรูปแบบออนไลน์และสื่อประชาสัมพันธ์อย่างต่อเนื่อง

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 3 ปี 2565 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0.12 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.87 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่าสุดยังคงอยู่ในค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

การบริหารจัดการเรื่องการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม

มีการดำเนินงานที่สำคัญเพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P) ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ ควบคู่ไปกับการเพิ่มมูลค่าของเสีย (Upcycling High Volume Waste) ผ่านโครงการต่าง ๆ เช่น โครงการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจของการผลิตนาโนซิลิกา (Nano-Silica) และสารซีโอไลต์ (Zeolite) ของโครงการซอติก้า โครงการศึกษาวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) สำหรับ CNT Reactor Unit ในการแปลงก๊าซเหลือทิ้ง (Flare Gas) ให้เป็นผงนาโนคาร์บอน (Carbon Nanotube) และโครงการแปลงกากตะกอนน้ำมัน (Oil Sludge) ให้เป็นกราฟีน (Graphene) นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ในการนำขาของแท่นหลุมผลิตที่มีอยู่กลับไปใช้ใหม่ (WHP Jacket Reuse Study) เพิ่มเติมจากการดำเนินงานในโครงการเคลื่อนย้ายส่วนบนของแท่นหลุมผลิตในภาพรวม (WHP Topside Reuse) อีกด้วย
- ทะเลเพื่อชีวิต (Ocean for Life) ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเลมีความมุ่งมั่นที่จะอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยตั้งแต่เดือนมิถุนายนที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้ร่วมมือกับสถาบันสารสนเทศทรัพยากรน้ำ (องค์การมหาชน) และคณะประมง หาวิทยาลัย

เกษตรศาสตร์ ทำการเก็บข้อมูลกระแสน้ำทางทะเลจากพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งของ ปตท.สผ. ด้วยการปล่อยทุ่นกระแสสมุทร หรือ Ocean Current Mapper อย่างต่อเนื่องทุกเดือน โดยนับเป็นครั้งแรกของประเทศไทยที่ได้มีการใช้แท่นปฏิบัติการในการเก็บข้อมูลดังกล่าว นอกจากนี้ บริษัทยังคงมุ่งมั่นในการฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลและเสริมสร้างรายได้ให้กับชุมชนชายฝั่ง เพื่อสร้างชีวิตความเป็นอยู่ที่ดีต่อชุมชนทั้ง 17 จังหวัดรอบอ่าวไทย โดยตั้งแต่ต้นปี 2565 บริษัทได้เปิดศูนย์การเรียนรู้เพาะฟักสัตว์น้ำเศรษฐกิจ จำนวนรวม 4 แห่ง ในจังหวัดเพชรบุรี ประจวบคีรีขันธ์ สมุทรสงคราม และระยอง รวมทั้งได้ส่งมอบอาคารนิทรรศการศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเลและอาคารบ่ออนุบาลเต่าทะเลของศูนย์อนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเล (ศอพต.) จังหวัดชลบุรี เพื่อเผยแพร่ความรู้เรื่องการอนุรักษ์พันธุ์เต่าทะเลให้สังคมได้ตระหนักถึงความสำคัญและร่วมกันอนุรักษ์เต่าทะเลให้คงอยู่คู่ท้องทะเลไทย

การบริหารจัดการทางการเงิน

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 3 ปี 2565 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 3,436 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

เมื่อวันที่ 26 สิงหาคม 2565 บริษัทมีการจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนแรกของปี 2565 ในอัตราหุ้นละ 4.25 บาท เป็นจำนวน 458 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยภายหลังการจ่ายเงินปันผลดังกล่าว บริษัทยังคงมีประมาณการเงินสดคงเหลือเพียงพอต่อการดำเนินการและการลงทุน อีกทั้งสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกได้

การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี

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

1) ด้านการเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีการพัฒนาเทคโนโลยีใน 4 กลุ่มย่อย ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การกำจัดสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การสนับสนุนงานรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา
2) ด้านการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมให้น้อยที่สุด และ
3) ด้านการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อเตรียมความพร้อมสำหรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

โดยในไตรมาส 3 ปี 2565 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 57 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) ได้ดำเนินการนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในช่วงไตรมาสที่ 1 และ 2 ของปี 2565 โดยหุ่นยนต์ต้นแบบสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยมีผลการทดสอบเป็นที่น่าพอใจและอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีในขั้นต่อไปและขยายขอบเขตการพัฒนาให้ครอบคลุมการนำไปใช้ในแหล่งผลิตอื่น
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ท่อนาโนคาร์บอนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตท่อนาโนคาร์บอนในขั้นนำร่อง นอกจากนี้ยังมีการพัฒนาวิธีการนำท่อนาโนคาร์บอนไปใช้ประโยชน์ในหลายผลิตภัณฑ์ เช่น แบตเตอรี่ อุปกรณ์กักเก็บพลังงาน วัสดุคอมโพสิต เป็นต้น

- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอเนตเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อยู่ระหว่างพัฒนากระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอเนตในระดับต้นแบบ

นอกจากนี้ ในไตรมาส 3 ปี 2565 ปตท.สผ. ได้รับรางวัลที่สำคัญจากหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งระดับประเทศและระดับสากล เช่น

- รางวัลธุรกิจคาร์บอนต่ำและยั่งยืน ประจำปี 2565 จากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ในระดับโดดเด่น ซึ่งเป็นรางวัลสูงสุด โดยรางวัลนี้มอบให้องค์กรที่มุ่งเน้นการลดก๊าซเรือนกระจกและให้ความสำคัญด้านความยั่งยืนทุกมิติ ทั้งเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม
- รางวัลองค์กรต้นแบบด้านสิทธิมนุษยชนดีเด่น ประเภทรัฐวิสาหกิจประจำปี 2565 จากกรมคุ้มครองสิทธิและเสรีภาพ กระทรวงยุติธรรม ซึ่งเป็นการได้รับรางวัลอย่างต่อเนื่องเป็นปีที่ 4 ซึ่งมอบให้องค์กรที่ดำเนินธุรกิจที่ยึดมั่นในหลักการกำกับดูแลกิจการที่ดี มีความรับผิดชอบต่อชุมชน สังคม และสิ่งแวดล้อม เคารพในความแตกต่าง และนำหลักสิทธิมนุษยชนสากลมาใช้เป็นพื้นฐานการดำเนินงานในทุกพื้นที่ปฏิบัติการ

ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2565

ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงไตรมาส 3 ปี 2565 เฉลี่ยอยู่ที่ 96.7 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวลดลงจากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 2 ปี 2565 ที่ 108.2 ดอลลาร์ สรอ.ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักมาจากความกังวลการเกิดภาวะเศรษฐกิจถดถอยจากการที่ธนาคารกลางทั่วโลกปรับเพิ่มอัตราดอกเบี้ยในอัตราที่สูงเป็นประวัติการณ์เพื่อควบคุมภาวะเงินเฟ้อที่ยังคงระดับสูง ส่งผลให้เกิดการเทขายสินทรัพย์เสี่ยงต่าง ๆ รวมถึงน้ำมันดิบ เป็นผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงต่อเนื่องเป็นเดือนที่ 4 ติดต่อกันนับตั้งแต่เดือนมิถุนายนที่ผ่านมา และยังทำให้นักลงทุนกลับมาถือสกุลเงินดอลลาร์ สรอ. ซึ่งถือว่าเป็นสินทรัพย์ปลอดภัย ส่งผลให้เงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าสูงสุดในรอบ 20 ปี และมีผลให้ราคาน้ำมันดิบมีราคาแพงขึ้นสำหรับประเทศผู้ซื้อที่ใช้สกุลเงินอื่น ๆ นอกจากนั้น การดำเนินมาตรการปิดเมืองเพื่อสกัดโควิด-19 ในประเทศจีนอย่างเข้มงวด วิกฤตภาคอสังหาริมทรัพย์ รวมถึงภาวะแห้งแล้งและการขาดแคลนไฟฟ้า ยังคงกดดันความต้องการใช้น้ำมันในประเทศจีนและอาจทำให้ความต้องการใช้น้ำมันดิบของประเทศจีนในปี 2565 ปรับตัวลงเป็นครั้งแรกในรอบ 20 ปี ในขณะที่อุปทานน้ำมันดิบค่อย ๆ ปรับตัวเพิ่มขึ้นใกล้เคียงระดับก่อนเกิดการระบาดของโควิด-19 คำสั่งซื้อน้ำมันดิบจากจีนและอินเดียยังช่วยให้ตัวเลขการผลิตและส่งออกน้ำมันดิบของรัสเซียยังคงอยู่ในระดับสูงก่อนเส้นตายที่สหภาพยุโรป (EU) สั่งแบนการนำเข้าน้ำมันส่วนใหญ่จากรัสเซียในวันที่ 5 ธันวาคม 2565 ในขณะที่สถานการณ์ของประเทศลิเบียที่กลับสู่ภาวะปกติและการปรับเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC ทำให้สามารถกลับมาผลิตน้ำมันดิบเทียบเท่าปี 2563 เช่นเดียวกับการผลิตน้ำมันดิบในสหรัฐอเมริกาที่เพิ่มขึ้นสู่ระดับ 11.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งเป็นระดับสูงสุดนับจากเดือนเมษายน 2563

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

ความต้องการ LNG เพิ่มสูงขึ้นในไตรมาส 3 ปี 2565 จากการฟื้นตัวของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในเอเชียและในยุโรปที่เพิ่มสูงขึ้นตั้งแต่ในช่วงฤดูร้อนจากความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อทำความเย็น ภัยแล้งที่ทำให้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานน้ำและพลังงานนิวเคลียร์ได้น้อยลง รวมถึงมาตรการลดการพึ่งพาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียของยุโรป และเพิ่มแหล่งพลังงานหมุนเวียนและการนำเข้าก๊าซธรรมชาติมาทดแทน นอกจากนี้ ยุโรปยังได้เริ่มกักตุนก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในฤดูหนาว ปัจจัยดังกล่าวทั้งหมดนี้ทำให้ยุโรปมีความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติสูงขึ้นมากจนเกิดสถานการณ์การแย่งชิงก๊าซธรรมชาติกับหลายประเทศในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ส่งผลให้ราคา Asian Spot LNG สูงขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2565 โดยเคลื่อนไหวอยู่ในช่วงราคา 35 - 71 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู และมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 46.56 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู

ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมถึงเดือนกรกฎาคมของปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.63 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2564 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.92 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2563 การเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้พลังงานอย่างต่อเนื่องนี้แสดงถึงการฟื้นตัวของเศรษฐกิจหลังการระบาดของโควิด-19 โดยการเพิ่มขึ้นนี้อยู่ในรูปแบบของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในภาคการขนส่ง และการใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมเป็นหลัก

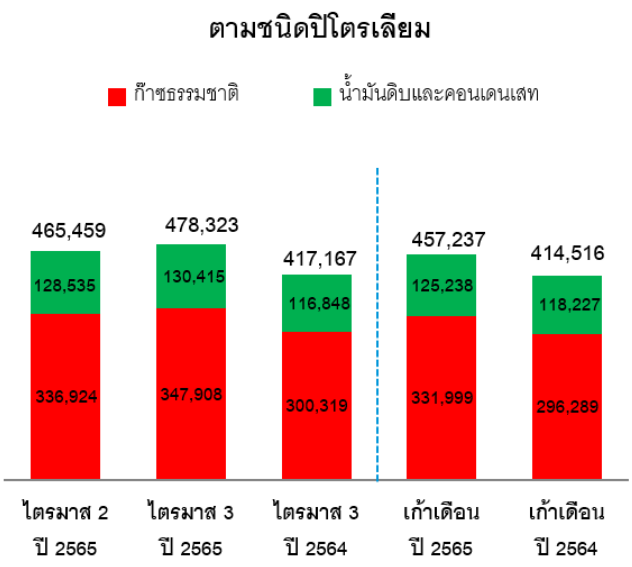
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

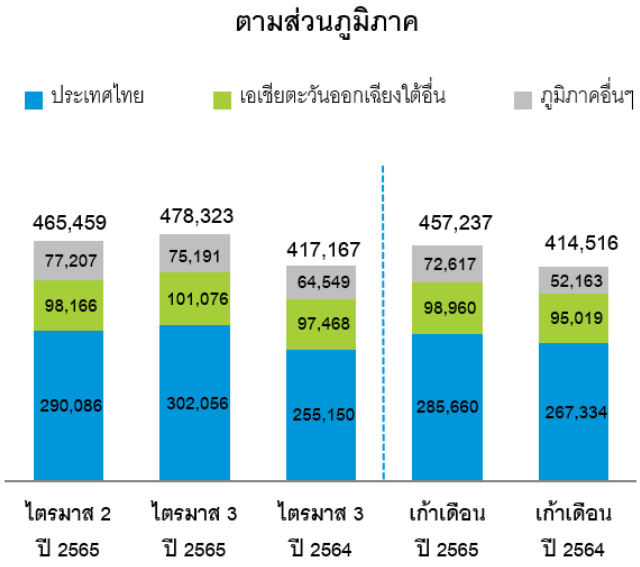
ในไตรมาส 3 ปี 2565 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. อ่อนค่าลงจาก 35.30 เมื่อสิ้นไตรมาส 2 ปี 2565 มาปิดที่ 37.91 ณ สิ้นไตรมาส 3 ซึ่งเป็นการอ่อนค่าของเงินบาทมากที่สุดในรอบ 16 ปี การอ่อนค่านี้เป็นผลจากการขึ้นอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ ซึ่งได้มีการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยรวมร้อยละ 1.50 ในไตรมาส 3 เพื่อควบคุมอัตราเงินเฟ้อ รวมถึงการส่งสัญญาณนโยบายการเงินที่เข้มงวด ในขณะที่ธนาคารแห่งประเทศไทยได้มีการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยเช่นเดียวกันแต่อยู่ในระดับที่น้อยกว่า โดยมีการขึ้นดอกเบี้ยรวมร้อยละ 0.50 ในไตรมาส 3 ส่งผลให้ค่าเงินบาทอ่อนค่าเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ปัจจัยอื่น ๆ ได้แก่ ความไม่แน่นอนต่าง ๆ ของภาวะเศรษฐกิจ สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน และอัตราเงินเฟ้อที่ยังอยู่ในระดับสูงทั่วโลก

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน





ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2565	เก้าเดือน ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	55.61	53.68	44.25	(1.93)	9.43	53.62	42.34	11.28
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	105.47	97.94	69.16	(7.53)	28.78	98.44	63.40	35.04
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	6.10	6.18	5.76	0.08	0.42	6.12	5.66	0.46
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	108.22	96.68	71.68	(11.54)	25.00	100.29	66.36	33.93

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

ในไตรมาส 3 ปี 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 478,323 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 465,459 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียที่มีการปิดซ่อมบำรุงลดลง รวมถึงผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น ประกอบกับโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 และโครงการคอนแทร็ค 4 ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้นสุทธิกับโครงการบงกชมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้ลดลงเป็น 53.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 2 ปี 2565 : 55.61 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2565 กับไตรมาส 3 ปี 2564ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 417,167 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตในเดือนเมษายนปีนี้ ประกอบกับโครงการโอมานแปลง 61 ที่มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียที่มีการปิดซ่อมบำรุงลดลง รวมถึงผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 53.68 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (ไตรมาส 3 ปี 2564 : 44.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2564 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 457,237 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (งวดเก้าเดือน ปี 2564 : 414,516 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในเดือนมีนาคมปีก่อน และโครงการจี 1/61 เริ่มการผลิตในเดือนเมษายนปีนี้ สำหรับราคาขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนปีนี้เพิ่มขึ้นเป็น 53.62 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดเก้าเดือน ปี 2564 : 42.34 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ผลการดำเนินงานรวม

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ภาษีเงินได้ลดลง รวมทั้งมีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน (ไตรมาส 2 ปี 2565 : รับรู้ขาดทุน) สุทธิกับขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 2 ปี 2565 : ไม่มีการรับรู้) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 706 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 59 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไร 647 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้น ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยลดลง นอกจากนั้นภาษีเงินได้ลดลง 144 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยตามกำไรที่ลดลง และโครงการมาเลเซียจากการรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกิดจากการลงทุนของโครงการ อย่างไรก็ตามค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 66 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช รวมถึงโครงการจี 1/61 มีปริมาณการขายเพิ่มขึ้น และโครงการเอส 1 มีสินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้น ในขณะเดียวกันค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 25 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ของโครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 5 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุน 47 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากกำไรจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่มีกำไร 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 64 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 2 ปี 2565 รับรู้ขาดทุนที่ 38 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนั้นกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพิ่มขึ้น 17 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่าไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตามมีขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายจำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. ภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์และหนี้สินของ PTTEP Brazil Investments in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL) เป็นสินทรัพย์และหนี้สินที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 2 ปี 2565: ไม่มีการรับรู้) และขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเพิ่มขึ้น 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่าไตรมาสก่อน

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น รวมถึงมีการรับรู้กำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน (ไตรมาส 3 ปี 2564 : รับรู้ขาดทุน) สุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 3 ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 706 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 371 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไร 335 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 644 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 131 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยและประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 80 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต รวมถึงค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศไทยและประเทศมาเลเซียที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 จำนวน 42 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 1 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 43 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากการรับรู้กำไรจากเครื่องมือทางการเงิน โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่มีกำไร 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมกำไรที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 64 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2564 รับรู้ขาดทุนที่ 41 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market จำนวน 46 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพิ่มขึ้น 23 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่าไตรมาส 3 ปีก่อน อย่างไรก็ตามมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายจำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. ภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์และหนี้สินของ PTTEP BL เป็นสินทรัพย์และหนี้สินที่ถือไว้เพื่อขาย (ไตรมาส 3 ปี 2564: ไม่มีการรับรู้) รวมทั้งขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเพิ่มขึ้น 51 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่าไตรมาส 3 ปีก่อน

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 จำนวน 1,581 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 691 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 890 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ประกอบกับขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน รวมถึงค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง นอกจากนั้นงวดเก้าเดือนปีก่อนมีการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล สุทธิกับการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย (งวดเก้าเดือน ปี 2564 : ไม่มีการรับรู้) และงวดเก้าเดือนปีก่อนมีการรับรู้กำไรจากการซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 โดยกำไรสุทธิสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 จำนวน 1,581 ล้านดอลลาร์ สรอ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 จำนวน 1,922 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 955 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไร 967 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,937 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง 69 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการบงกช สุทธิกับโครงการจี 1/61 ที่เริ่มการผลิต ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 721 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยและประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น 203 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 เริ่มการผลิต และโครงการมาเลเซีย รวมถึงค่าภาคหลวงเพิ่มขึ้น 126 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่วนใหญ่จากรายได้จากการขายในประเทศไทย และประเทศมาเลเซียที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 จำนวน 341 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 264 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีขาดทุน 77 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากงวดเก้าเดือนปี 2564 มีกำไรจากการซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สรอ. ประกอบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเพิ่มขึ้น 93 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่างวดปีก่อน นอกจากนี้งวดปีนี้มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายจำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. ภายหลังการจัดประเภทสินทรัพย์และหนี้สินของ PTTEP BL เป็นสินทรัพย์และหนี้สินที่ถือไว้เพื่อขาย อย่างไรก็ตามงวดเก้าเดือนปี 2564 มีการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะเดียวกันขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินลดลง โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันที่มีขาดทุนลดลง 105 ล้านดอลลาร์ สรอ. (ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการ Mark to Market ที่ลดลง 126 ล้านดอลลาร์ สรอ.) จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่างวดปีก่อน และกำไรจากสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้าเพิ่มขึ้น 35 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากเงินบาทที่อ่อนค่าลงในอัตราที่มากกว่างวดปีก่อน

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2564	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน ปี 2565	เก้าเดือน ปี 2564	เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	682	610	366	(72)	244	1,922	1,299	623
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	632	682	324	50	358	1,896	1,031	865
- ประเทศไทย	480	421	271	(59)	150	1,319	848	471
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	152	261	53	109	208	577	183	394
ตะวันออกกลาง	56	64	32	8	32	174	389	(215)
ออสเตรเลีย	(1)	(31)	(0.5)	(30)	(31)	(32)	(2)	(30)
อเมริกา	(4)	(96)	(2)	(92)	(94)	(107)	(151)	44
แอฟริกา	(6)	(10)	9	(4)	(19)	(19)	22	(41)
อื่นๆ	5	1	3	(4)	(2)	10	10	-
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(82)	54	(74)	136	128	(341)	(409)	68
รวม	600	664	292	64	372	1,581	890	691

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 64 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 600 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 136 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 109 ล้านดอลลาร์ สรอ.) สุทธิกับอเมริกาเปลี่ยนแปลงลดลง 92 ล้านดอลลาร์ สรอ.

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 136 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 82 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 2 ปี 2565 รับรู้ขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**
  - เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 3 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 261 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 109 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีกำไรสุทธิ 152 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นและภาษีเงินได้ลดลงจากโครงการมาเลเซียรับรู้ผลประโยชน์ทางภาษีที่เกิดจากการลงทุนของโครงการ

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

ในไตรมาส 3 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 92 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2565 ที่มีขาดทุนสุทธิ 4 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายจำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจัดประเภทสินทรัพย์และหนี้สินของ PTTEP BL เป็นสินทรัพย์และหนี้สินที่ถือไว้เพื่อขาย

ไตรมาส 3 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 372 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 208 ล้านดอลลาร์ สรอ.) สุทธิกับอเมริกาเปลี่ยนแปลงลดลง 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 128 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

ในไตรมาส 3 ปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 421 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 271 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมโครงการจี 1/61 ที่เริ่มการผลิตเมื่อปลายเดือนเมษายน 2565 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น

  – เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

ในไตรมาส 3 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 261 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 208 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 53 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น รวมถึงค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมลดลงจากการตัดจำหน่ายหลุมสำรวจในไตรมาส 3 ปีก่อน

- **เขตภูมิศาสตร์อเมริกา**

ในไตรมาส 3 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 96 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 94 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 2 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายจำนวน 95 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจัดประเภทสินทรัพย์และหนี้สินของ PTTEP BL เป็นสินทรัพย์และหนี้สินที่ถือไว้เพื่อขาย

สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สรอ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 128 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 74 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่ไตรมาส 3 ปี 2564 รับรู้ขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เปรียบเทียบกับปี 2564

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 มีกำไรสุทธิ 1,581 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 691 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 890 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 471 ล้านดอลลาร์ สรอ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นเพิ่มขึ้น 394 ล้านดอลลาร์ สรอ.) สุทธิกับตะวันออกกลางเปลี่ยนแปลงลดลง 215 ล้านดอลลาร์ สรอ.

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- **เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้**

  – ประเทศไทย

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 1,319 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 471 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 848 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

– เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น

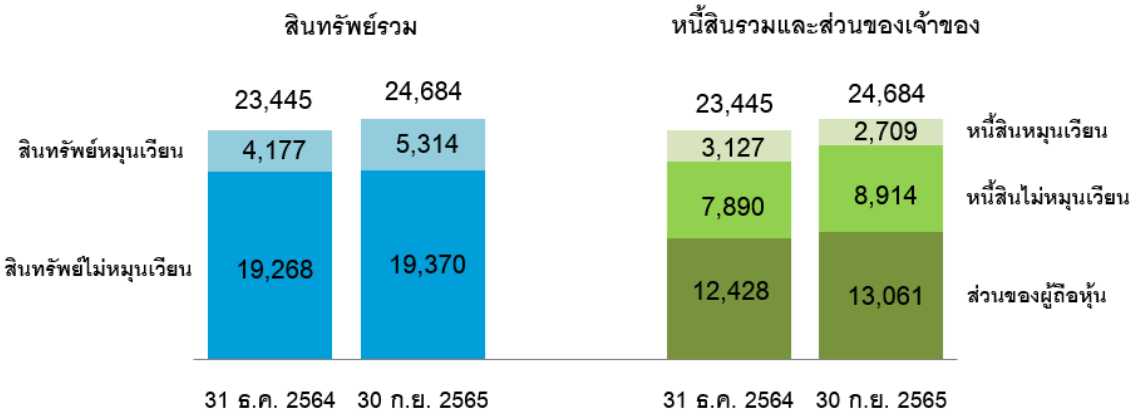
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่นมีกำไรสุทธิ 577 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 394 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 183 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากกิจกรรมซ่อมบำรุง รวมทั้งปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น

- **เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง**

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลางมีกำไรสุทธิ 174 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 215 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 389 ล้านดอลลาร์ สรอ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยรวมทั้งปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นจากโครงการโอมาน แปลง 61 อย่างไรก็ตามกำไรสุทธิลดลงจากการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 ในงวดเก้าเดือนปี 2564

ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 24,684 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 1,239 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 23,445 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 1,137 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 877 ล้านดอลลาร์ สรอ. และสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 158 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากเงินจ่ายล่วงหน้าตามข้อตกลงการส่งมอบสิ่งติดตั้งของโครงการบงกช

(2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์สิทธิการใช้ โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 102 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ รวมถึงสินทรัพย์สิทธิการใช้เพิ่มขึ้น 382 ล้านดอลลาร์ สรอ. และ 392 ล้านดอลลาร์ สรอ. ตามลำดับ โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61 อย่างไรก็ตามสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง 418 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากโครงการบงกช และโครงการโอมาน แปลง 61 นอกจากนี้เงินลงทุนในบริษัทร่วมลดลง 120 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการขายหุ้นในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,623 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 606 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 11,017 ล้านดอลลาร์ สรอ. เป็นผลมาจาก

(1) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิต หุ้นกู้ และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 1,024 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่ารื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเพิ่มขึ้น 418 ล้านดอลลาร์ สรอ. รวมทั้งหุ้นกู้เพิ่มขึ้นจากการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 359 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนเมษายน 2565 นอกจากนั้นหนี้สินตามสัญญาเช่าเพิ่มขึ้น 296 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61 และโครงการจี 2/61

ในขณะที่

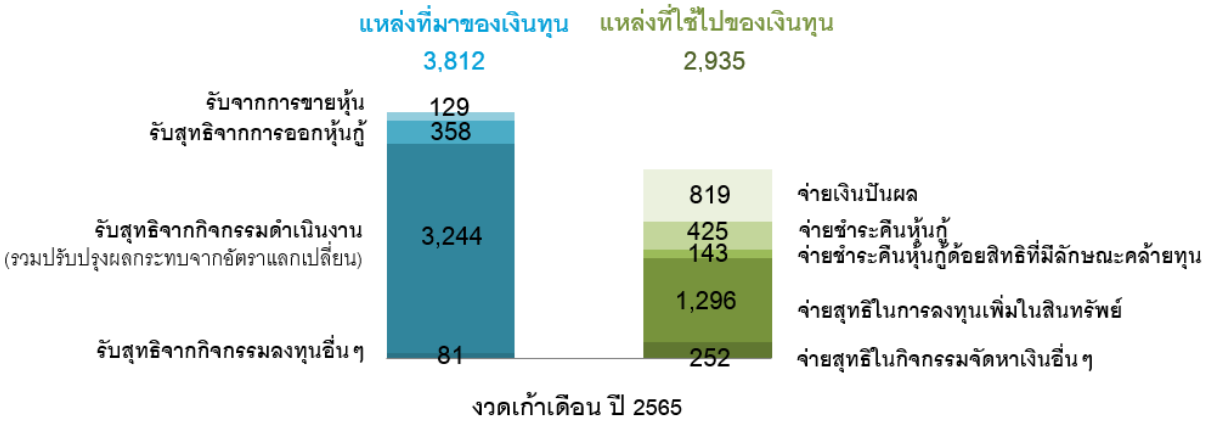
(2) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น ภาษีเงินได้ค้างจ่าย และประมาณการหนี้สินระยะสั้น โดยมีจำนวนลดลง 418 ล้านดอลลาร์ สรอ. สาเหตุหลักจากส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจากการไถ่ถอนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิตามกำหนดจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 449 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565 นอกจากนั้นภาษีเงินได้ค้างจ่ายลดลง 179 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากการจ่ายภาษีสำหรับปี 2564 ในเดือนพฤษภาคม 2565 อย่างไรก็ตามเจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่นเพิ่มขึ้น 241 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากโครงการจี 1/61

ส่วนของเจ้าของ

ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของเจ้าของ 13,061 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 633 ล้านดอลลาร์ สรอ. จากส่วนของเจ้าของ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 12,428 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวด สุทธิกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน และเดือนสิงหาคม 2565 รวมทั้งการไถ่ถอนหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 157 ล้านดอลลาร์ สรอ.) ในเดือนมิถุนายน 2565

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 30 กันยายน 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 3,436 ล้านดอลลาร์ สรอ. เพิ่มขึ้น 877 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,559 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 3,812 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้ **เงินสดรับสุทธิจากการกิจกรรมจัดหาเงิน**จากการออกหุ้นกู้สกุลเงินบาทประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 12,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 358 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และ**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมลงทุน**จากการขายหุ้นในบริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 2,935 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์**เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 1/61 โครงการจี 2/61 โครงการซอติก้า โครงการบงกช และโครงการเอส 1 รวมถึง**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิจำนวน 15,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 425 ล้านดอลลาร์ สรอ.) และหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนจำนวน 5,000 ล้านบาท (เทียบเท่า 143 ล้านดอลลาร์ สรอ.) นอกจากนั้นมีการจ่ายเงินปันผลสำหรับงวดหกเดือนหลังของปี 2564 และสำหรับงวดหกเดือนแรกของปี 2565

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 2 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2565	ไตรมาส 3 ปี 2564	เก้าเดือน ปี 2565	เก้าเดือน ปี 2564
อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)					
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* Margin)	75.19	75.61	73.24	76.08	74.34
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	12.32	15.14	8.16	15.14	8.16
อัตรากำไรสุทธิ	18.40	20.78	14.69	20.78	14.69
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.33	0.32	0.33	0.32
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.69	0.62	0.86	0.62	0.86

** EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 และการตัดจำหน่ายสินทรัพย์รวมถึงการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายในประเทศบราซิลที่รับรู้ในระหว่างงวด*

หมายเหตุ:

อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคาต่อรายได้จากการขาย (รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้) และรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

อัตราผลตอบแทนต่อผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม ย้อนหลัง 12 เดือน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

อัตราส่วนหนี้สินที่ ต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อกำไรย้อนหลัง 12 เดือนก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา

ความคืบหน้าในการดำเนินงานที่สำคัญ

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ณ ไตรมาส 3 ปี 2565 กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 50 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สผ. อยู่ในประเทศไทย และมีการดำเนินงานในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ได้แก่ สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 302,100 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 63 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 101,100 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 21 ของปริมาณการขายทั้งหมด

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
<u>โครงการในประเทศไทย</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
1. **เอส 1**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจีและน้ำมันดิบ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาปริมาณการผลิตตามแผนที่ได้รับการอนุมัติ รวมถึงจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่อื่น ๆ

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
2. **บงกช**	66.67%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โดยโครงการบงกช แปลง 15 ได้สิ้นสุดสัมปทานเมื่อวันที่ 23 เมษายน 2565 และส่งมอบให้กับ บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (ปตท.สผ. อีดี) เพื่อเป็นผู้ดำเนินการในโครงการจี 2/61 ต่อไป สำหรับแปลง 16 และแปลง 17 ยังคงดำเนินการผลิตต่อไปและจะสิ้นสุดสัมปทานในวันที่ 7 มีนาคม 2566
3. **อาทิตย์**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ในไตรมาส 3 ปี 2565 มีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติโดยเฉลี่ยประมาณ 292 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และปริมาณการขายคอนเดนเสทโดยเฉลี่ยของประมาณ 12,491 บาร์เรลต่อวัน
4. **คอนแทร็ค 4**	60%	Chevron	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ โดยโครงการสามารถผลิตได้ตามการเรียกรับก๊าซของผู้ซื้อ
5. **จี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)**	60%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และ น้ำมันดิบ ปัจจุบันสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ระดับ 210 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยได้เริ่มดำเนินการติดตั้งแท่นผลิตใหม่และขุดเจาะหลุมผลิตเพื่อเพิ่มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2565 ที่ผ่านมา และจะดำเนินการขุดเจาะหลุมผลิตและติดตั้งแท่นผลิตเพิ่มเติมตามแผนงานให้ครบ 8 แท่นในปีนี้
6. **จี 2/61 (แหล่งบงกช)**	100%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โดยเป็นการดำเนินการผลิตภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตในแปลง G2/61 พื้นที่ A ได้เริ่มดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติม และอยู่ระหว่างการดำเนินการติดตั้งแท่นผลิตใหม่
7. **พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย** (MTJDA)	50%	CPOC	โครงการได้รับอนุมัติการขยายระยะเวลาการผลิตต่อไปอีก 10 ปี ซึ่งจะสิ้นสุดในปี 2582 นอกจากนั้นยังได้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ส่งเข้ามาในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอีกอย่างน้อย 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จนถึงปี 2568 เพื่อช่วยสนับสนุนความต้องการการใช้ก๊าซฯ ในประเทศ
<u>โครงการในเมียนมา</u>			
โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว *(Production Phase)*			
8. **ซอติก้า**	80%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยโครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผนและรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติ นอกจากนี้โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D เพื่อรักษาระดับการผลิตและอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างแท่นผลิตเพิ่ม สำหรับเหตุการณ์รอยรั่วที่ท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก ซึ่งส่งผลให้ต้องหยุดการส่งก๊าซฯ เข้าประเทศไทยเป็นเวลา 2 สัปดาห์ บริษัทได้ดำเนินการซ่อมแซมรอยรั่วดังกล่าวแล้วเสร็จและสามารถส่งก๊าซฯ เข้ามายังประเทศไทยได้ตามปกติแล้ว
9. **ยาดานา**	37.1%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยบริษัทได้เข้าเป็นผู้ดำเนินการของโครงการตั้งแต่วันที่ 20 กรกฎาคม 2565 และการเปลี่ยนถ่ายการเป็นผู้ดำเนินการเป็นไปอย่างราบรื่นตามแผนงาน

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
10. **เมียนมา เอ็ม 3**	100%	PTTEP	อยู่ในขั้นตอนรอการพัฒนา
โครงการในมาเลเซีย			
โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)			
11. **มาเลเซีย แปลง เค**	7.2 - 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึกนอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ ประกอบไปด้วยแหล่ง Kikeh Siakap แหล่ง North-Petai (SNP) และ แหล่ง Gumusut-Kakap (GK) โดยในไตรมาสที่ 3 ได้ดำเนินการเจาะหลุมในแหล่ง GK สำหรับการพัฒนาในระยะที่ 3 แล้วเสร็จ และเตรียมการเจาะหลุมในแหล่ง Kikeh ในไตรมาสที่ 4
12. **มาเลเซีย เอสเค 309 และ เอสเค 311**	42 – 59.5%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งรัฐซาราวัก โครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมเพิ่มเติม (New infill wells) จำนวน 4 หลุมในแหล่ง West Patricia
13. **มาเลเซีย แปลง เอช**	42 – 56%	PTTEP	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบาห์ โดยมีปริมาณการผลิตตามเป้าหมายที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุต มีการประเมินโครงสร้างที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมและเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในช่วงต้นปี 2566
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
14. **มาเลเซีย เอสเค 410 บี**	42.5%	PTTEP	หลังจากที่ได้ค้นพบแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่แหล่ง Lang Lebah โครงการได้ปรับแผนพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นและให้ครอบคลุมถึงการบริหารจัดการก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่จะเกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตตามแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกออกสู่ชั้นบรรยากาศ และได้เริ่มการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น (FEED) ในกลางปี 2565 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2566 รวมถึงยังคงศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมของแหล่งเพิ่มเติมต่อไป ปัจจุบันได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมอีก 1 หลุมเสร็จสิ้นในเดือนกันยายน 2565 และอยู่ระหว่างการประเมินผลสำรวจ
15. **มาเลเซีย เอสเค 417**	80%	PTTEP	หลังจากการค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติจากหลุมสำรวจ Nangka-1 โครงการได้ดำเนินการศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง และอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติอีก 1 หลุมเพื่อสนับสนุนการพัฒนาต่อไป ทั้งนี้มีการจัดทำการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเพื่อการศึกษาหาศักยภาพเพิ่มเติมในพื้นที่ โดยมีความคืบหน้ามากกว่าร้อยละ 50
16. **มาเลเซีย เอสเค 405 บี**	59.5%	PTTEP	หลังจากการค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุมสำรวจ Sirung-1 ได้เริ่มทำการศึกษาสำหรับการพัฒนาโครงการในขั้นต่อไป และดำเนินการศึกษาศักยภาพของพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง รวมถึงอยู่ระหว่างการเตรียมเจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมอีก 2 หลุมในปี 2565

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
17. **มาเลเซีย เอสเค 438**	80%	PTTEP	ได้ทำการศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2565
18. **มาเลเซีย เอสเค 314 เอ**	59.5%	PTTEP	โครงการอยู่ระหว่างการเตรียมเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565
19. **มาเลเซีย พีเอ็ม 407**	70%	PTTEP	มีการดำเนินกิจกรรมการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยขณะนี้โครงการอยู่ในช่วงของการเตรียมความพร้อมของพื้นที่ เพื่อรองรับการเจาะหลุมสำรวจในช่วงไตรมาสที่ 1 ปี 2566
20. **มาเลเซีย พีเอ็ม 415**	80%	PTTEP	อยู่ระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของแปลงสำรวจอย่างต่อเนื่อง เพื่อวางแผนกลยุทธ์ในการสำรวจต่อไป
21. **มาเลเซีย เอสบี 412**	60%	PTTEP	อยู่ระหว่างเตรียมการดำเนินกิจกรรมการสำรวจ โดยจะเริ่มจากการประมวลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ รวมไปถึงการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ เพื่อประเมินศักยภาพปิโตรเลียมทั้งหมดของโครงการ
โครงการในเวียดนาม			
***โครงการที่ดำเนินการผลิต** (Production Phase)*			
22. **เวียดนาม 9-2**	25%	HV JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม โครงการมีแผนเจาะหลุมพัฒนา 1 หลุม ในไตรมาส 4 ปี 2565
23. **เวียดนาม 16-1**	28.5%	HL JOC	เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจาะหลุมพัฒนา 1 หลุม ในไตรมาส 3 และมีแผนการเจาะอีก 1 หลุมในไตรมาส 4 ปี 2565
***โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ** (Exploration Phase)*			
24. **เวียดนาม บี และ 48/95 และ เวียดนาม 52/97**	8.5%	Petrovietnam	ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้ายในอนาคต

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 60,000 บาร์เรลต่อวัน
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
27. **โอมาน ออนชอร์ แปลง 12**	20%	TotalEnergies	อยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม ในปี 2567

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในยูเออี			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
28. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 1**	30%	Eni Abu Dhabi	อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจต่อไป
29. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 2**	30%	Eni Abu Dhabi	ตั้งอยู่ทางตะวันตกเฉียงเหนือ ของรัฐอาบูดาบี ประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ โครงการประสบความสำเร็จในการเจาะหลุมสำรวจ และค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินระดับลึกของหลุมสำรวจ XF-002 ซึ่งเป็นหลุมสำรวจแรกของโครงการ มีขนาดใหญ่ประมาณ 2.5 - 3.5 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และจากการทดสอบอัตราการไหลของก๊าซธรรมชาติ พบว่ามีอัตราการไหลอยู่ในระดับที่ดีมาก ทั้งนี้โครงการอยู่ระหว่างการประเมินผลเพื่อพิจารณาเร่งรัดการพัฒนาโครงการ และมีแผนที่จะเจาะหลุมในพื้นที่ใกล้เคียงเพื่อประเมินศักยภาพของแปลงต่อไป
30. **อาบูดาบี ออฟชอร์ 3**	30%	Eni Abu Dhabi	อยู่ระหว่างการศึกษาทางธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2567-2569
31. **ชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี**	25%	Eni Sharjah	ได้ทำการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเสร็จสมบูรณ์แล้ว ขณะนี้อยู่ระหว่างการประมวลผล
โครงการในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย			
โครงการที่ดำเนินการผลิต(Production Phase)			
32. **แอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี**	35%	GBRS	ซึ่งเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โดยในไตรมาส 3 ปี 2565 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,000 บาร์เรลต่อวัน โครงการมีแผนการเจาะและผลิตจากหลุมใหม่เพิ่มเติมอีก 8 หลุม โดยหลุมแรกจะเริ่มผลิตได้ในไตรมาส 4 ปี 2565
33. **แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคซ**	49%	GHBR	ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้เริ่มผลิตระยะที่ 1 ไปแล้วตั้งแต่วันที่ 1 มิถุนายน 2565 โดยในไตรมาส 3 ปี 2565 โครงการผลิตน้ำมันดิบด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 13,000 บาร์เรลต่อวันและยังมีการดำเนินการขุดเจาะหลุมผลิตและก่อสร้างในส่วนที่เหลือของระยะที่ 1 ไปจนถึงไตรมาส 2 ปี 2566 และอยู่ระหว่างการทบทวนแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวันในปี 2570 นอกจากนั้นโครงการมีการเปลี่ยนแปลงผู้ดำเนินการจาก ปตท.สผ. เป็นบริษัท Groupment Hassi Bir Rekaiz (GHBR) ซึ่งเป็นการดำเนินงานร่วมกันระหว่าง ปตท.สผ. และ SONATRACH โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ตุลาคมที่ผ่านมา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในสาธารณรัฐโมซัมบิก			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
34. **โมซัมบิก แอเรีย 1**	8.5%	TotalEnergies	เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับโรงผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก งานก่อสร้างท่าเรือชั่วคราว และการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยรอบพื้นที่โครงการ รวมถึงงานขุดร่องน้ำเพื่อวางท่อก๊าซนอกชายฝั่งตามแผน และโครงการได้บรรลุเงื่อนไขการกู้เงินรูปแบบ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ และได้เบิกเงินกู้งวดแรกบางส่วนเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตามตั้งแต่เดือนเมษายน 2564 ผู้ดำเนินการตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) เนื่องจากเหตุการณ์ความไม่สงบที่เกิดขึ้นใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ปัจจุบันกองกำลังทหารได้เข้าควบคุมพื้นที่สำคัญโดยรอบบริเวณโครงการได้แล้วแต่ยังคงมีเหตุการณ์ความไม่สงบนอกพื้นที่ควบคุมอยู่ ทั้งนี้ผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและอยู่ในระหว่างการพิจารณาแผนการกลับเข้าพื้นที่โครงการต่อไป
โครงการในสาธารณรัฐแองโกลา			
โครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase)			
35. **แปลง 17/06**	2.5%	TotalEnergies	ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแองโกลา โดยปัจจุบันพื้นที่ทางทิศตะวันออกได้รับการอนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) แล้วเมื่อวันที่ 28 กรกฎาคม 2565 และขยายระยะเวลาการผลิตจนถึงปี 2588 โครงการอยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างเพื่อให้สามารถเริ่มดำเนินการผลิตน้ำมันในช่วงปลายปี 2567 โดยคาดว่าโครงการจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 30,000 บาร์เรลต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 100) สำหรับพื้นที่ทางทิศตะวันตกยังอยู่ในการศึกษาแนวทางการพัฒนาและคาดว่าจะ FID ในปี 2567 ต่อไป

โครงการในทวีปออสเตรเลีย

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในออสเตรเลีย			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
36. **พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย**	90 - 100%	PTTEP	กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 6 แปลงสัมปทาน ซึ่งโครงการอยู่ระหว่างการพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการที่เหมาะสมเพื่อเพิ่มทางเลือกในการพัฒนาโครงการเชิงพาณิชย์ต่อไป สำหรับกรณีฟ้องร้องจากตัวแทนของกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซีย ที่ได้ยื่นฟ้องร้องคดีแบบกลุ่ม (Class Action) ต่อศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ในปี 2559 เพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลจากแหล่งมอนทาราในปี 2552 โดยเมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2564 บริษัทได้ใช้สิทธิยื่นขออุทธรณ์แล้ว ทั้งนี้ ศาลได้มีคำสั่งในคดีให้คู่ความเข้าสู่กระบวนการไกล่เกลี่ย ซึ่งในขณะนี้กระบวนการดังกล่าวยังอยู่ระหว่างดำเนินการ และยังไม่มีการตั้งประมาณการหนี้สินสำหรับคดีนี้

โครงการในทวีปอเมริกา

โครงการ	สัดส่วนการลงทุน	ผู้ดำเนินการ	ความคืบหน้า
โครงการในแคนาดา			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
37. **มาเรียนา ออยล์ แซนด์**	100%	PTTEP	ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ต้าของประเทศแคนาดา โดยอยู่ในระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้กลับสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป
โครงการในแม็กซิโก			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
38. **เม็กซิโก แปลง 12 (2.4)**	20%	PC Carigali Mexico	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อกำหนดแผนงานดำเนินโครงการต่อไป
39. **เม็กซิโก แปลง 29 (2.4)**	16.67%	Repsol Exploracion Mexico	ตั้งอยู่บริเวณแอ่ง Campeche ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาและวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต
โครงการในบราซิล			
โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)			
40. **บาริรินเนียส์ เอพี 1 และ บราซิล บีเอ็ม อีเอส 23**	25% 20%	Shell Brasil / Petrobras	เป็นโครงการร่วมทุนในประเทศบราซิล โดยเมื่อวันที่ 31 สิงหาคม 2565 บริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายเงินลงทุนทั้งหมดในบริษัท PTTEP Brazil Investment in Oil and Gas Exploration and Production Limitada (PTTEP BL) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. ที่ถือสัดส่วนอยู่ในทั้งสองโครงการ ทั้งนี้ หลังจากการดำเนินการขายเงินลงทุนเสร็จสมบูรณ์ จะถือเป็นการยุติบทบาทการดำเนินงานทั้งหมดของบริษัทในสหพันธ์สาธารณรัฐบราซิล

ธุรกิจใหม่ที่นอกเหนือจากธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ความคืบหน้าของธุรกิจใหม่มีดังนี้

เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส (ARV) มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

1) ได้ลงนามความร่วมมือกับ บริษัท วิทยุการบินแห่งประเทศไทย จำกัด (บวท.) เมื่อวันที่ 27 กรกฎาคม 2565 เพื่อพัฒนาและทดสอบการเชื่อมโยงข้อมูลระหว่างระบบแอปพลิเคชันและแพลตฟอร์มควบคุมอากาศยานไร้คนขับ (UAS Flight Operations and Fleet Management) ของ ARV กับระบบการบริหารจัดการจราจรทางอากาศสำหรับอากาศยานไร้คนขับ (Unmanned aircraft system traffic management: UTM) ที่พัฒนาโดย บวท. ร่วมกับ สำนักงานการบินพลเรือนแห่งประเทศไทย (กพท.) ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้งานของระบบ UTM Ecosystem ให้มีความยืดหยุ่นต่อการใช้งานของผู้ใช้บริการห้วงอากาศทั้งหมด ตลอดจนมีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ โดยใช้โครงการวังจันทร์วัลเลย์เป็นพื้นที่ดำเนินการและสามารถขยายผลการใช้งานไปยังพื้นที่อื่นทั้งในและต่างประเทศ
2) หน่วยธุรกิจเกษตรอัจฉริยะ (Varuna) เดินหน้าร่วมมือเป็นพันธมิตรกับอีซีไรซ์ (Easy Rice) ซึ่งมีแนวคิดและมีความมุ่งมั่นในการยกระดับอุตสาหกรรมข้าวไทย ซึ่งเป็นอาหารหลักของประชากรโลก ด้วยการประยุกต์กับเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (AI) รวมไปถึงรวบรวมข้อมูลกระบวนการผลิตตั้งแต่ผู้ผลิตถึงผู้บริโภค ผ่านแพลตฟอร์มดิจิทัล Varuna Analytics เพื่อติดตามสุขภาพของข้าว ติดตามการเจริญเติบโต และช่วยคาดการณ์ผลผลิตว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่ควรจะเป็น ในขณะที่อีซีไรซ์จะเข้ามามีส่วนร่วมในการทำเครื่องตรวจคุณภาพข้าวหลังการเก็บเกี่ยว วรุณาและอีซีไรซ์จึงตั้งใจร่วมกันพัฒนาและคิดค้นนวัตกรรมใหม่ให้สอดคล้องกับแนวคิด Agri-Tech ที่จะพัฒนาอุตสาหกรรมการเกษตรของไทยให้ยั่งยืน และสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับห่วงโซ่อุปทานของอุตสาหกรรมเกษตร
3) หน่วยธุรกิจสุขภาพ (Cariva) ร่วมลงนามบันทึกข้อตกลงกับ 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 และมีการพัฒนาเทคโนโลยีโลกเสมือนจริง (Metaverse) เพื่อใช้ร่วมกับการประกันภัยเกี่ยวกับสุขภาพจิตอีกด้วย โดยการร่วมมือในครั้งนี้จะเป็นการต่อยอดธุรกิจเทคโนโลยีเพื่อสุขภาพที่สามารถเชื่อมโยงกับบริการประกันสุขภาพ ขยายโอกาสในธุรกิจใหม่ ๆ ร่วมกัน และมุ่งตอบโจทย์ไลฟ์สไตล์ของผู้บริโภคในปัจจุบันอย่างครบวงจร

โครงการ Gas to Power มีความคืบหน้าในการดำเนินงาน ดังนี้

โครงการได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานรัฐบาลเมียนมาให้ดำเนินการตั้งแต่ปลายปี 2020 ปัจจุบันอยู่ในช่วงเตรียมงาน ด้วยสถานการณ์ปัจจุบันในเมียนมาส่งผลกระทบต่อโครงการแต่ยังคงดำเนินงานบางส่วนต่อไปได้ เช่น การสำรวจพื้นที่ การร่างสัญญาซื้อขายไฟฟ้า เป็นต้น

ความคืบหน้าอื่น ๆ

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

- ปตท.สผ. สามารถลดก๊าซเรือนกระจกสะสม ตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนกันยายน 2565 ได้ 124,167 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า นอกจากนั้น บริษัทยังได้ริเริ่มศึกษาและพัฒนาโครงการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CCS) โดยนำร่องที่โครงการอาทิตย์ในอ่าวไทย ซึ่งถือเป็นครั้งแรกในประเทศไทย โดยคาดว่าจะเริ่มใช้ได้ภายในปี 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 ไร่ ภายในปี 2573 โดยในไตรมาส 3 บริษัทได้รับอนุมัติพื้นที่ปลูกป่าชายเลนแล้วจำนวน 4,000 ไร่ จากกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง (ทช.) อีกทั้งบริษัทยังหาโอกาสเพิ่มเติมจากการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโครงการปลูกหญ้าทะเล โดยปัจจุบันมีการศึกษาอัตราการรอดตายจากแปลงทดลองปลูกหญ้าทะเล บริเวณเกาะแตน จังหวัดสุราษฎร์ธานี เพื่อขยายผลการปลูกหญ้าทะเล จำนวน 50 ไร่ บริเวณเกาะสมุย จังหวัดสุราษฎร์ธานี ภายในปี 2566 ต่อไป รวมถึงริเริ่มการศึกษาวิจัยร่วมกับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยในโครงการดูดซับก๊าซเรือนกระจกจากสาหร่าย หอย และปะการัง ในประเทศไทยอีกด้วย

แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

ราคาน้ำมันดิบ

สืบเนื่องจากสถานการณ์เงินเฟ้อทั่วโลกที่เพิ่มขึ้นจากราคาพลังงานและอาหารที่พุ่งสูงขึ้น ทำให้ธนาคารกลางทั่วโลกต่างปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพิ่มขึ้นอย่างเร่งด่วนเพื่อลดผลกระทบจากภาวะเงินเฟ้อ ตัวอย่างเช่น ธนาคารกลางของสหรัฐอเมริกา ได้ปรับอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพิ่มขึ้นต่อเนื่องจากต้นปีที่ร้อยละ 0.25 เป็นร้อยละ 3.25 ในเดือนกันยายนที่ผ่านมา และยังได้ส่งสัญญาณที่จะเพิ่มอัตราดอกเบี้ยต่อเนื่องไปจนถึงร้อยละ 4.25 ถึง 4.50 ภายในสิ้นปี 2565 นี้ ซึ่งจะส่งผลให้เศรษฐกิจชะลอตัวลงและทำให้ค่าเงินดอลลาร์ สรอ. แข็งค่ามากขึ้นอีกด้วย โดยจะส่งผลต่อเนื่องเชิงลบไปถึงอุปสงค์น้ำมันดิบ สภาวะโดยรวมของตลาด และราคาน้ำมันไปจนถึงสิ้นปี 2565 อย่างไรก็ดี มีโอกาสที่จะมีปริมาณอุปสงค์เพิ่มเติมจากการปรับลดการใช้ก๊าซธรรมชาติมาเป็นการใช้น้ำมันดิบเพิ่มเติมกว่า 500,000 บาร์เรลต่อวัน อันเนื่องมาจากราคาก๊าซธรรมชาติที่พุ่งสูงและการขาดแคลนพลังงานในช่วงฤดูหนาวที่จะถึงนี้

จากสถานการณ์สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน สหภาพยุโรปได้มีมติที่จะลดการนำเข้าน้ำมันดิบและกำหนดราคาเพดานสำหรับน้ำมันดิบจากรัสเซีย มีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 5 ธันวาคม 2565 ส่งผลให้ทางรัสเซียพยายามเปลี่ยนเส้นทางการส่งออกไปยังภูมิภาคเอเชียมากขึ้น อย่างไรก็ดี ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของรัสเซียอาจจะลดลงจาก 10 ล้านบาร์เรลต่อวัน เหลือเพียง 9 ล้านบาร์เรลต่อวัน ภายในสิ้นปีนี้ เนื่องมาจากการเปลี่ยนเส้นทางการส่งออกและข้อจำกัดด้านโครงสร้างพื้นฐาน นอกจากนี้ อุปกรณ์และกำลังคนที่ขาดแคลนทำให้มีการปรับประมาณการการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐอเมริกาในเดือนธันวาคม 2565 ลดลงเหลือเพียง 12.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากประมาณการก่อนหน้านี้ที่ 13 ล้านบาร์เรลต่อวัน

ในขณะที่ทางประเทศกลุ่ม OPEC+ นำโดยซาอุดิอาระเบียได้ประกาศความพร้อมที่จะเข้ามามีบทบาทในการควบคุมเสถียรภาพของราคาน้ำมัน จึงมีโอกาสสูงที่ทางกลุ่ม OPEC+ จะยังคงปริมาณการผลิตในระดับ 39 ล้านบาร์เรลต่อวันไว้ต่อไป หรือ อาจลดกำลังการผลิตลง 1 ถึง 2 ล้านบาร์เรลต่อวันหากจำเป็น ทำให้คาดการณ์ตลาดน้ำมันดิบในไตรมาส 4 ปี 2565 น่าจะมีอุปทานส่วนเกินเพียงเล็กน้อยและราคาน้ำมันดิบดูไบน่าจะเคลื่อนไหวอยู่ในระดับ 90 ถึง 100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม ยังคงมีความไม่แน่นอนในหลายประเด็นทั้งจากปัจจัยสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน การเจรจาเพื่อยกเลิกมาตรการคว่ำบาตรต่อประเทศอิหร่าน นโยบายการเงินของแต่ละประเทศ รวมไปถึงปัจจัยความไม่สงบทางการเมืองในประเทศอิรักและลิเบีย และ การปล่อยน้ำมันดิบเพิ่มเติมจากคลังสำรองทางยุทธศาสตร์ เป็นต้น

ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว

สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนยังคงเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของราคา Asian Spot LNG ในไตรมาส 4 ประกอบกับความต้องการก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ให้ความอบอุ่นในฤดูหนาวในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ โดยมีปัจจัยกดดันเพิ่มเติม ไม่ว่าจะเป็นการรั่วไหลของท่อส่งก๊าซธรรมชาติ Nord Stream 1 และ 2 ที่เกิดขึ้นเมื่อปลายเดือนกันยายน ซึ่งอาจส่งผลให้ไม่มีการส่งก๊าซธรรมชาติผ่านท่อไปยังยุโรปโดยสิ้นเชิง และอาจทำให้มีความต้องการก๊าซธรรมชาติเหลวเพิ่มมากขึ้น โดยคาดว่าราคา Asian Spot LNG จะยังคงอยู่ในระดับสูงในไตรมาส 4

สำหรับปี 2565 คาดว่าสถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลวในตลาดโลกจะมีกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 25 ล้านตัน เป็น 420 ล้านตัน จากปี 2564 (คิดเป็นร้อยละ 6) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 397 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนกันยายน 2565) และคาดการณ์ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 40 - 53 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก FGE และ Wood Mackenzie เดือนกันยายน 2565)

เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

คาดการณ์แนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2565 โดยธนาคารแห่งประเทศไทย (ธปท.) ณ สิ้นไตรมาส 3 อยู่ที่ร้อยละ 3.3 อย่างไรก็ตาม ธปท. มองว่าเศรษฐกิจของประเทศมีโอกาสฟื้นตัวมากกว่าคาดการณ์เนื่องจากตัวเลขนักท่องเที่ยวในประเทศไทยปรับตัวสูงขึ้นจากการเปิดประเทศโดยรวมทั่วโลก รวมถึงสถานการณ์โควิด-19 ซึ่งลดระดับความรุนแรงลงและถูกควบคุมได้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งมองตัวเลขการบริโภคภาคเอกชนเป็นปัจจัยหลักในการสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจไทยอีกด้วย ในส่วนอัตราเงินเฟ้อของประเทศไทยนั้นยังคงอยู่ในระดับสูงแต่คาดว่าจะเริ่มมีการลดลงตามการขึ้นอัตราดอกเบี้ยของ ธปท.

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2565 คาดว่ายังคงมีความผันผวนและอาจอ่อนค่าเพิ่มเติมได้ในระยะสั้น จากแนวโน้มการขึ้นอัตราดอกเบี้ยอย่างต่อเนื่องของธนาคารกลางสหรัฐฯ เพื่อควบคุมอัตราเงินเฟ้อซึ่งยังคงอยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม ในระยะยาวคาดว่าเงินบาทจะกลับมาแข็งค่าขึ้นได้จากการขึ้นอัตราดอกเบี้ยของ ธปท. ซึ่งคาดว่าอัตราดอกเบี้ย ณ สิ้นปี 2565 จะอยู่ที่ร้อยละ 1.25 และสิ้นปี 2566 ที่ร้อยละ 1.50 ประกอบกับการฟื้นตัวของเศรษฐกิจในประเทศโดยเฉพาะภาคท่องเที่ยวซึ่งเริ่มมีการฟื้นตัวจะส่งผลบวกต่อค่าเงินบาทอีกด้วย

อนึ่ง ปตท.สผ. ใช้หลักการบริหารแบบ Natural Hedge สำหรับรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและค่าใช้จ่ายหลัก ๆ ที่อยู่ในสกุลเงินเดียวกัน ในส่วนของรายได้และค่าใช้จ่ายในส่วนที่ไม่ใช่สกุลดอลลาร์ สรอ. ได้พิจารณาใช้เครื่องมือป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน อาทิ สัญญา Forward และ Swap เพื่อลดผลกระทบจากความผันผวนของค่าเงิน สำหรับการเคลื่อนไหวของอัตราดอกเบี้ย บริษัทคาดว่าจะไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทอย่างมีสาระสำคัญ เนื่องจากโครงสร้างอัตราดอกเบี้ยของบริษัทเป็นอัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 83 ของภาระหนี้ทั้งหมด

แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2565

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 เป็นดังนี้

ปริมาณการขาย (พันบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)	ราคาก๊าซธรรมชาติ (ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู)	ต้นทุน (ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)	EBITDA Margin (ร้อยละ ของรายได้จากการขาย)
ปี 2565	ปี 2565	ปี 2565	ปี 2565
~468	~6.3	~29-30	~70-75%

หมายเหตุ: 1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2565 ที่ 97 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล
3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ

ปริมาณการขาย

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับปี 2565 ที่ประมาณ 468,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เติบโตจากปี 2564 จากการเข้าเป็นผู้ดำเนินการและการเริ่มผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 (เอราวัณ) และการเริ่มผลิตน้ำมันของโครงการ แอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ราเคช นอกจากนั้น ยังมีการรับรู้ยอดขายเต็มปีเป็นปีแรกของโครงการมาเลเซีย แปลงเอช และโครงการโอมาน แปลง 61 อีกด้วย

ราคาขาย

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 6.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาย้อนหลังของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง
- ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2565 มีปริมาณน้ำมันในส่วนที่บริษัทได้เข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงไว้สำหรับไตรมาส 4 ปี 2565 และปี 2566 อยู่ที่ประมาณ 5.05 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

ต้นทุน

- สำหรับปี 2565 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 29-30 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของปี 2564 โดยหลักจากรายจ่ายค่าภาคหลวงต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายผลิตภัณฑ์ของบริษัท และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่อหน่วยที่เพิ่มขึ้นจากการเริ่มพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 ที่บริษัทเพิ่งเข้าเป็นผู้ดำเนินการตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตในไตรมาส 2 ปี 2565