



## บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยอยู่ที่ 96.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นร้อยละ 23 จากราคาเฉลี่ยในช่วงไตรมาส 4 ปี 2564 ที่ 78.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปัจจัยหลักมาจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนและปริมาณน้ำมันดิบคงคลังของกลุ่มประเทศ OECD ที่ปรับลดลงต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปี เป็นผลจากอุปสงค์ที่ฟื้นตัวต่อเนื่องขณะที่อุปทานที่ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป โดยในช่วงต้นของไตรมาส อุปทานน้ำมันดิบค่อนข้างตึงตัว ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันดิบโลกมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจและมาตรการผ่อนคลายนโยบายการเงิน การเดินทาง ต่อเนื่องจนถึงเดือนมีนาคม เหตุการณ์สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนได้กดดันให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นอย่างมากจนแตะระดับสูงสุดที่ 127.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หลังจากที่นานาประเทศพิจารณาการลดการนำเข้าพลังงานและสินค้าที่เกี่ยวข้องเนื่องจากรัสเซีย อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายไตรมาส สถานการณ์ความตึงเครียดระหว่างรัสเซียและยูเครนมีแนวโน้มดีขึ้นจากการเจรจาเพื่อยุติสงครามระหว่างทั้งสองประเทศ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยเดือนมีนาคมปรับตัวลดลงมาอยู่ที่ 110.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ทั้งนี้ คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยสำหรับทั้งปี 2565 จะอยู่ระหว่าง 90-130 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยปัจจัยสำคัญจะขึ้นอยู่กับระยะเวลาที่ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนจะสิ้นสุดลง ปริมาณน้ำมันสำรองเชิงกลยุทธ์ และอุปทานน้ำมันจากประเทศผู้ผลิตหลัก เป็นต้น

ในส่วนของความคืบหน้าของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในไตรมาส 1 ปี 2565 บริษัท TotalEnergies EP Myanmar ซึ่งเป็นผู้ร่วมทุนและเป็นผู้ดำเนินการในโครงการยาตานา ประเทศเมียนมา ได้ส่งหนังสือแจ้งขอยุติการลงทุน และต่อมาเมื่อวันที่ 14 มีนาคม 2565 กลุ่ม ปตท.สม. ได้รับความเห็นชอบจากผู้ร่วมทุนของโครงการให้เข้าเป็นผู้ดำเนินการแทน โดยจะมีผลในวันที่ 20 กรกฎาคม 2565 และขณะนี้อยู่ระหว่างเตรียมการเปลี่ยนผ่านการเป็นผู้ดำเนินงาน (Operatorship Transfer) เพื่อให้สามารถบริหารจัดการโครงการได้อย่างต่อเนื่อง โดยบริษัทได้คำนึงถึงความมั่นคงทางพลังงานในระยะยาวของทั้งประเทศไทยและเมียนมาเป็นสำคัญ ซึ่งปัจจุบันก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากโครงการยาตานา คิดเป็นประมาณร้อยละ 50 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยและเมียนมา และประมาณร้อยละ 11 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย ในส่วนของโครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ) บริษัทได้เริ่มเข้าดำเนินการในพื้นที่อย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนมกราคม 2565 เพื่อเตรียมการพัฒนา เตรียมสำรวจพื้นที่เพื่อวางท่อขนส่ง และเตรียมการเปลี่ยนผ่านการดำเนินงานในต่าง ๆ เพื่อเริ่มการผลิตในวันที่ 24 เมษายน 2565 และดำเนินการภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตพร้อมกับโครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช) ที่บริษัทเป็นผู้ดำเนินการอยู่แล้ว

ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศและสังคมคาร์บอนต่ำ (High Performance Organization and Thrive in Lower Carbon Future) ในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2565 เมื่อวันที่ 28 มีนาคม 2565 กลุ่ม ปตท.สม. ได้ประกาศเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ "Net Zero Greenhouse Gas Emissions" ภายในปี 2593 ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงได้กำหนดเป้าหมายระหว่างทางในรูปแบบการลดปริมาณความเข้มของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่เกินร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 จากปีฐาน 2563 ผ่านแนวคิด "EP Net Zero 2050"

ในด้านผลประกอบการ ในไตรมาส 1 ปี 2565 ราคาน้ำมันในตลาดโลกที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องส่งผลให้ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยปรับตัวสูงขึ้นร้อยละ 10 จากไตรมาสก่อนหน้ามาอยู่ที่ 51.35 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยต่อวันได้ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยลดลงมาอยู่ที่ระดับ 26.54 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม ในไตรมาสนี้ บริษัทมีผลขาดทุนจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน จำนวน 240 ล้านดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้กำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 อยู่ที่ 318 ล้านดอลลาร์ สรอ. ณ สิ้นไตรมาส บริษัทมีสินทรัพย์รวม 24,143 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดทั้งสิ้น 3,346 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,740 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 4,095 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 12,403 ล้านดอลลาร์ สรอ. ทั้งนี้ อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นยังคงอยู่ในระดับต่ำที่ 0.33 เท่า สะท้อนให้เห็นถึงการมีโครงสร้างเงินทุนที่แข็งแกร่งและสถานะการเงินที่มั่นคง

### ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
รายได้รวม	1,989	2,083	1,779	5	17
รายได้จากการขาย *	1,867	2,030	1,391	9	46
EBITDA **	1,330	1,601	1,041	20	54
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	321	318	376	(1)	(15)
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.08	0.08	0.09	0	(11)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	513	570	282	11	>100
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ	(192)	(252)	94	(31)	>(100)

\* รวมรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้ แต่ไม่รวมค่าน้ำมันในปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ย

\*\* ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่าตีตรรกของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และความนิยมที่รับรู้ในระหว่างปี 2564



## ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2565

### ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 1 ปี 2565 เฉลี่ยอยู่ที่ 96.2 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 4 ปี 2564 ที่ 78.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยหลักจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนและความกังวลต่อปริมาณน้ำมันดิบคงคลังของกลุ่มประเทศ OECD ที่ปรับลดลงต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปี เป็นผลจากอุปสงค์ฟื้นตัวอย่างต่อเนื่องในขณะที่อุปทานฟื้นตัวอย่างช้า ๆ

ในเดือนมกราคม อุปทานน้ำมันดิบมีความตึงตัวจากสถานการณ์ความไม่สงบในคาซัคสถาน การประกาศเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ของลิเบีย และไนจีเรีย รวมถึงกลุ่มโอเปกและพันธมิตร หรือ OPEC+ ที่ไม่สามารถเพิ่มกำลังการผลิตได้ตามโควตา 400,000 บาร์เรลต่อวัน ท่ามกลางคาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันดิบโลกในปี 2565 ที่เพิ่มขึ้นจากมาตรการผ่อนคลายนโยบายข้อจำกัดในการเดินทางและตัวเลขทางเศรษฐกิจที่ปรับตัวดีขึ้น แม้ว่าจำนวนผู้ติดเชื้อรายใหม่จากโควิด-19 สายพันธุ์โอมิครอนจะยังมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นก็ตาม ในเดือนกุมภาพันธ์ ราคาน้ำมันดิบยังคงปรับตัวสูงขึ้นต่อเนื่องเฉลี่ยอยู่ที่ 92.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล เป็นผลจากความตึงเครียดระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ทวีความรุนแรงขึ้น ชาติตะวันตกนำโดยสหรัฐอเมริกาได้ออกมาตรการคว่ำบาตรต่อรัสเซียอย่างต่อเนื่อง แม้ว่าจะยังไม่ได้คว่ำบาตรสินค้าพลังงานจากรัสเซีย แต่บริษัทผู้ผลิตน้ำมันข้ามชาติรายใหญ่ ๆ ก็ได้ออกมาประกาศลดต้นทุนหรืองดการลงทุนในโครงการด้านพลังงานกับรัสเซีย รวมถึงผู้ซื้อหลายรายประกาศงดการซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซียเช่นกัน ประกอบกับซาอุดีอาระเบียและสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ปฏิเสธการร้องขอจากสหรัฐอเมริกาและสหราชอาณาจักร ที่จะให้เพิ่มการผลิตมากกว่าโควตา ส่งผลให้ตลาดมีความกังวลต่อภาวะอุปทานตึงตัวเพิ่มขึ้น

ในเดือนมีนาคม สงครามระหว่างรัสเซียและยูเครนทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก โดยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 110.9 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล และแตะระดับสูงสุดที่ 127.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล หลังการประกาศยกเลิกการนำเข้าสินค้าพลังงานจากรัสเซียของสหรัฐอเมริกา ในขณะที่ สหราชอาณาจักรประกาศยุติการนำเข้าน้ำมันจากรัสเซียภายในปี 2565 รวมถึงสหภาพยุโรปที่พิจารณาลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียเช่นกัน นอกจากนี้ ราคาน้ำมันดิบยังได้รับผลกระทบจากการแทรกแซงการเจรจาข้อตกลงนิวเคลียร์ระหว่างอิหร่านกับสหรัฐอเมริกาของรัสเซีย ทำให้อิหร่านยังคงถูกคว่ำบาตรและไม่สามารถส่งออกน้ำมันสู่ตลาดโลกเพื่อลดภาวะอุปทานตึงตัวได้ ซึ่งราคาน้ำมันดิบในระดับสูงนำไปสู่ภาวะเงินเฟ้อทั่วโลก และส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจ อย่างไรก็ตาม การเจรจาระหว่างรัสเซียและยูเครนเพื่อยุติสงครามในช่วงปลายเดือนมีนาคมมีแนวโน้มที่ดี โดยยูเครนยื่นข้อเสนอขอรับสถานะเป็นกลางทางทหาร และรัสเซียปรับแผนการรบใหม่ โดยถอนกำลังทหารห่างจากกรุงเคียฟ รวมถึงข่าวมาตรการล็อกดาวน์เพื่อสกัดโควิด-19 ในนครเซี่ยงไฮ้ของจีน ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลง

### สถานการณ์ก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ราคา Asian Spot LNG ยังคงอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่องจากไตรมาส 4 ปี 2564 โดยมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 31.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เนื่องจากความต้องการใช้ LNG ในระดับสูงช่วงเดือนมกราคมถึงกุมภาพันธ์จากสภาพอากาศที่หนาวเย็นกว่าปกติในภูมิภาคยุโรปและเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ส่งผลให้ระดับก๊าซธรรมชาติคงคลังในยุโรปลดลงอย่างรวดเร็ว นอกจากนี้ ความไม่แน่นอนในการส่งก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียเข้าสู่ภูมิภาคยุโรป อันเนื่องมาจากความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครน เป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อราคาพลังงานทั่วโลกอย่างต่อเนื่อง โดยความขัดแย้งที่รุนแรงมากขึ้นก่อให้เกิดสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน มีผลทำให้ราคา Asian Spot LNG เพิ่มขึ้นอย่างมากและแตะระดับราคาสูงสุดที่ประมาณ 85 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู ในช่วงต้นเดือนมีนาคม ก่อนที่จะปรับลดลงและคงตัวในช่วงราคา 30 - 40 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู จนถึงสิ้นเดือนมีนาคม

### ความต้องการใช้พลังงานในประเทศไทย

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน เผยให้เห็นว่าความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยในเดือนมกราคมของปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ โดยมีปริมาณเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีที่แล้ว ซึ่งกลับมาใกล้เคียงกับความต้องการในเดือนมกราคมของปี 2563 ซึ่งเป็นช่วงก่อนการระบาดของโควิด-19 ในประเทศไทย การกลับมาเพิ่มขึ้นของความต้องการใช้พลังงานเป็นผลจากการเพิ่มขึ้นของการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในการขนส่ง การใช้ถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม และการนำเข้าพลังงานไฟฟ้า ในภาพรวมการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจเมื่อเทียบกับปีที่ผ่านมา

### อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

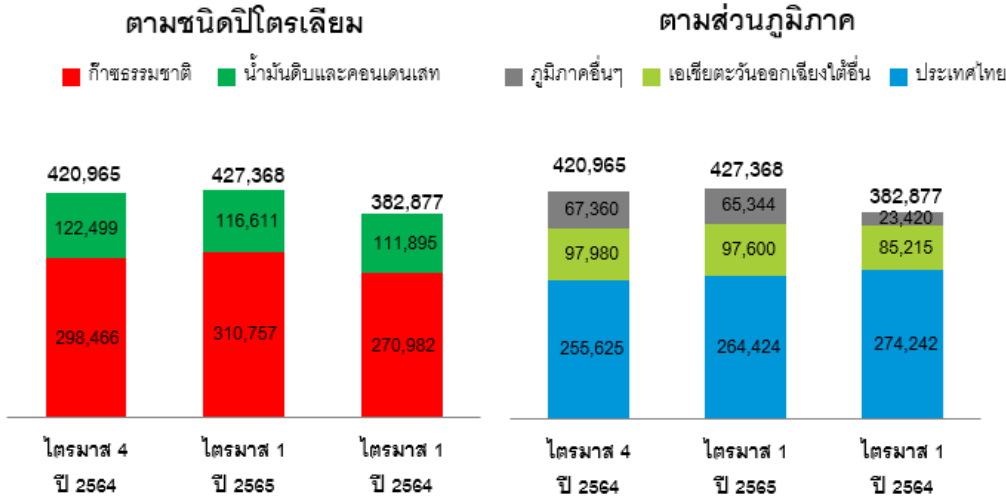
ในไตรมาส 1 ปี 2565 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีความผันผวนสูงและแข็งค่าขึ้นจาก 33.42 เมื่อสิ้นปี 2564 มาปิด ณ สิ้นไตรมาสที่ 33.30 แม้การระบาดของโควิด-19 ยังคงส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจประเทศไทยแต่ส่งผลกระทบต่อค่าเงินบาทลดลง เนื่องจากการคาดการณ์ของตลาดว่ามาตรการท่องเที่ยวจะฟื้นตัว ส่งผลให้มีเงินทุนไหลเข้าจากนักลงทุนต่างชาติ ซึ่งเป็นปัจจัยที่ทำให้ค่าเงินบาทแข็งค่าได้ในระดับหนึ่ง สำหรับปัจจัยอื่น ๆ ที่ส่งผลต่อค่าเงินบาท ได้แก่ สถานการณ์ตึงเครียดระหว่างรัสเซียและยูเครน การส่งสัญญาณจากธนาคารกลางสหรัฐฯ ถึงการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยเร็วกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ ในขณะที่ธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงอัตราดอกเบี้ยในระดับต่ำไว้ที่ 0.5% ซึ่งจะเป็นปัจจัยที่ทำให้เงินบาทอ่อนค่าลง



ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
ราคาขายเฉลี่ย (/BOE)	46.87	51.35	40.38	10	27
ราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสท (/BOE)	76.17	91.19	56.59	20	61
ราคาก๊าซธรรมชาติ (/MMBTU)	5.81	6.07	5.61	4	8
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (/BBL)	78.27	96.21	60.21	23	60

หมายเหตุ: ปริมาณขายเฉลี่ยและราคาขายเฉลี่ยไม่รวมปริมาณและราคาขายสำหรับรายได้จากภาษีที่รัฐบาลโอมานนำส่งให้

ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีปริมาณการขายเฉลี่ย 427,368 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 420,965 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น และโครงการซอติกาที่ปิดซ่อมบำรุงในไตรมาสก่อน สู่ที่กับโครงการมาเลเซียมีการขายน้ำมันดิบลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 เป็น 51.35 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 4 ปี 2564: 46.87 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 1 ปี 2565 กับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 382,877 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการเข้าซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 ในเดือนมีนาคม 2564 รวมถึงโครงการมาเลเซีย แปลงเอช เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติในเดือนกุมภาพันธ์ 2564 และโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณเพิ่มขึ้น สู่ที่กับโครงการบงกชที่มีการขายก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่ลดลง สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 เป็น 51.35 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 1 ปี 2564 : 40.38 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

## ผลการดำเนินงานรวม

### ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 1 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีการรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 570 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 57 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไร 513 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ในขณะที่ปริมาณการขายรวมลดลงเล็กน้อยจากไตรมาสนี้มีจำนวนวันน้อยกว่าไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตามปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 นอกจากนั้นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง 78 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการบงกชมีกิจกรรมซ่อมบำรุงลดลง และโครงการมาเลเซียตามปริมาณการขายที่ลดลง อย่างไรก็ตามค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 97 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการบงกช และรายได้อื่น ๆ ลดลง 77 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่จากการรับรู้รายได้จากปรับเพิ่มสัดส่วนลงทุนในโครงการมาเลเซียแปลงเค ในไตรมาสถัดก่อน

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 252 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีขาดทุน 192 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจำนวน 240 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งเกิดจาก Mark to Market 195 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไรที่ 5 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง สุทธิกับไตรมาสก่อนมีขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 183 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 และโครงการเยตากูน

### ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564

ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แม้ว่ารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น เนื่องจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพิ่มขึ้น รวมถึงไตรมาส 1 ปีก่อนมีกำไรจากการซื้อโครงการโอมาน แปลง 61 สุทธิกับการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล โดยกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. แบ่งเป็น

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 570 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 288 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไร 282 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 639 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นร้อยละ 27 ประกอบกับปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันเพิ่มขึ้นร้อยละ 12 อย่างไรก็ตามภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 312 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการในประเทศไทยและประเทศโอมานตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

ขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 จำนวน 252 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลง 346 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไร 94 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากมีการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน 133 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าไตรมาส 1 ปีก่อน ซึ่งรวมขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงซึ่งเกิดจาก Mark to Market ที่เพิ่มขึ้น 106 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. รวมถึงไตรมาส 1 ปีก่อนมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจ ในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 จำนวน 350 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิลจำนวน 145 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว

ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2564	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	401	631	539	57	17
เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	546	584	324	7	80
- ประเทศไทย	372	418	270	12	55
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้อื่น	174	166	54	(5)	>100
ตะวันออกกลาง	37	54	351	46	(85)
ออสเตรเลีย	7	(1)	(1)	>(100)	0
อเมริกา	(23)	(7)	(146)	70	95
แอฟริกา	(169)	(3)	7	98	>(100)
อื่นๆ	3	4	4	33	0
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	(80)	(313)	(163)	>(100)	(92)
รวม	321	318	376	(1)	(15)

ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 1 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 321 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่นๆ 233 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์แอฟริกา 166 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)

สำนักงานใหญ่และอื่นๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่นๆ มีขาดทุนสุทธิ 313 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 233 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 80 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น เนื่องจากรับรู้ขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ในขณะที่ไตรมาสก่อนรับรู้กำไรจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง

ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

• เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา

ในไตรมาส 1 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์แอฟริกา มีขาดทุนสุทธิ 3 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 166 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 98 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 169 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากไตรมาสก่อนมีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการโมซัมบิก แอเรีย 1

• เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

- ประเทศไทย

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 418 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 46 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 12 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 372 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสต็อกสินค้า และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกช



## ไตรมาส 1 ปี 2565 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564

สำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 มีกำไรสุทธิ 318 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 15 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 376 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงลดลงของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 150 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ประเทศไทยเพิ่มขึ้น 148 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.) อเมริกา 139 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สุทธิกับตะวันออกกลางเปลี่ยนแปลงลดลง 297 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 1 ปี 2565 สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 313 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 92 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 163 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้นจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าไตรมาส 1 ปีก่อน

### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

#### • เขตภูมิศาสตร์เอเชียตะวันออกเฉียงใต้

– ประเทศไทย

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 418 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 148 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 55 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 270 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากโครงการบงกช ในขณะที่ภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นตามกำไรที่เพิ่มขึ้น

#### • เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

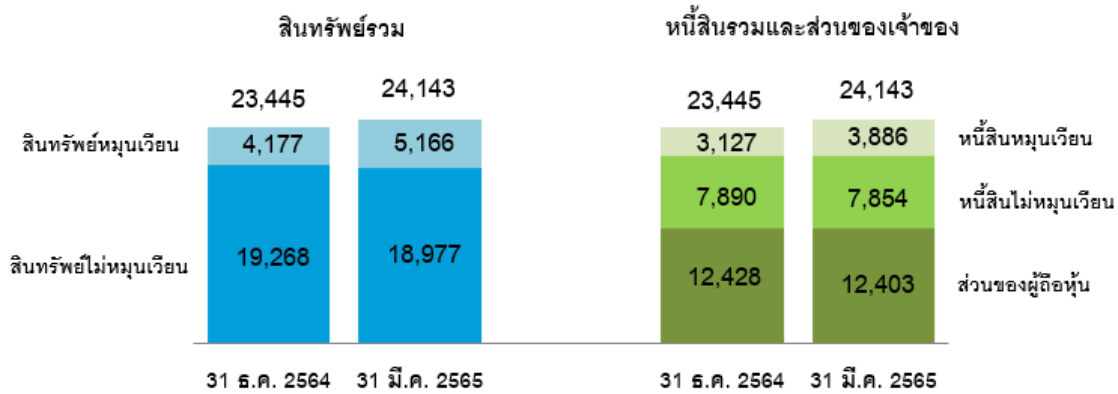
ในไตรมาส 1 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 7 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 139 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 95 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีขาดทุนสุทธิ 146 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากไตรมาส 1 ปีก่อนมีค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วนของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล

#### • เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง

ในไตรมาส 1 ปี 2565 เขตภูมิศาสตร์ตะวันออกกลาง มีกำไรสุทธิ 54 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 297 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 85 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2564 ที่มีกำไรสุทธิ 351 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากไตรมาส 1 ปีก่อนมีการรับรู้กำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61

## ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



### สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 24,143 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 698 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 23,445 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เป็นผลมาจาก

- (1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ลูกหนี้การค้าและลูกหนี้อื่น และสินค้าคงเหลือ โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 989 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 787 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขายเพิ่มขึ้น 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากการจัดประเภทเงินลงทุนในบริษัทร่วมตามที่กลุ่มบริษัทมีแผนที่จะขาย

ในขณะ

- (2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย สินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า ค่าความนิยม และสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนลดลง 291 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ลดลงจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญสิ้น และค่าตัดจำหน่าย แม้ว่ามีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

### หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 11,740 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 723 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 11,017 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เป็นผลมาจาก

- (1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย ภาษีเงินได้ค้างจ่าย เจ้าหนี้การค้าและเจ้าหนี้อื่น และส่วนของหนี้สินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี โดยมีจำนวนเพิ่มขึ้น 759 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากเงินปันผลค้างจ่ายสำหรับงวดเดือนหลังของปี 2564 จำนวน 358 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 275 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากกำไรสำหรับงวด รวมถึงหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 176 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

ในขณะ

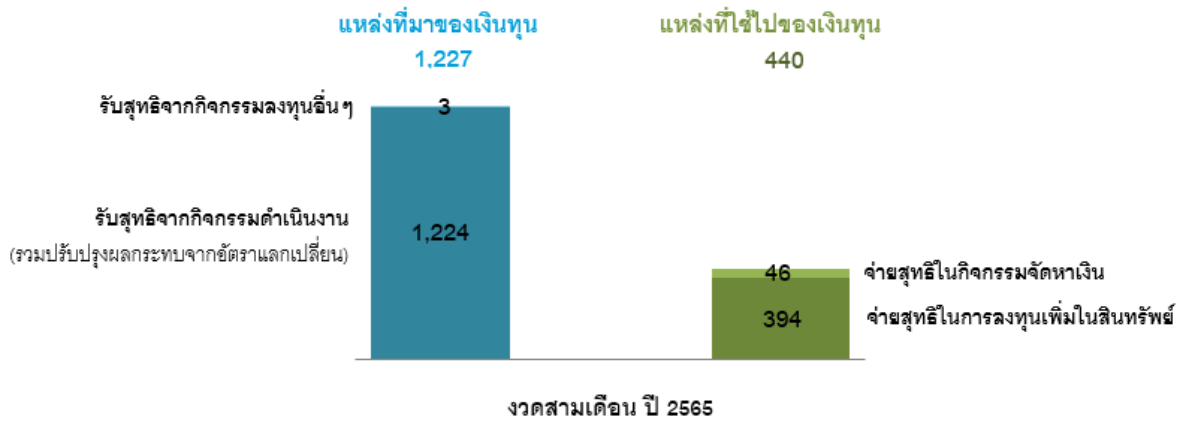
- (2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วย หนี้กู้ยืม ประมาณการหนี้สินค่าเรืออณูอุปกรณ์การผลิต และหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 36 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากประมาณการหนี้สินค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมลดลงส่วนใหญ่จากโครงการบงกช

### ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้น 12,403 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 25 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากส่วนของผู้ถือหุ้น ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 จำนวน 12,428 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากกำไรสำหรับงวด สุทธิกับเงินปันผลจ่ายสำหรับงวดเดือนหลังของปี 2564

**กระแสเงินสด**

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



ณ วันที่ 31 มีนาคม 2565 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 3,346 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 787 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2564 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 2,559 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

**แหล่งที่มาของเงินทุน**จำนวน 1,227 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็น**เงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน** ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากรายได้จากการขาย กับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

**แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุน**จำนวน 440 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักเป็น**เงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์**เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการจี 2/61 โครงการเอส 1 โครงการบงกช และโครงการชอติเก่า และ**เงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน** โดยหลักเป็นการจ่ายชำระหนี้สินตามสัญญาเช่าในระหว่างงวดสามเดือน ปี 2565



อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

	ไตรมาส 4 ปี 2564	ไตรมาส 1 ปี 2565	ไตรมาส 1 ปี 2564
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>			
อัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา (EBITDA* Margin)	70.27	77.69	73.73
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	9.99	9.39	6.92
อัตรากำไรสุทธิ	16.55	15.13	15.04
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.33	0.33	0.32
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA *	0.80	0.72	1.04

\* EBITDA ไม่รวมกำไรจากการซื้อธุรกิจในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการโอมาน แปลง 61 การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่าบางส่วน  
ของโครงการสำรวจปิโตรเลียมในประเทศบราซิล และขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์และค่าความนิยมที่รับรู้ในระหว่างปี 2564

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



## ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

ณ ไตรมาส 1 ปี 2565 กลุ่ม ปตท.สม. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ มากกว่า 40 โครงการใน 15 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าในโครงการที่สำคัญดังนี้

### โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ฐานการดำเนินงานของกลุ่ม ปตท.สม. ส่วนใหญ่อยู่ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ทั้งในประเทศไทย สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมา (เมียนมา) สหพันธรัฐมาเลเซีย (มาเลเซีย) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) โดยในไตรมาสนี้ กลุ่ม ปตท.สม. มีปริมาณการขายเฉลี่ยจากโครงการในประเทศไทยรวมอยู่ที่ประมาณ 264,400 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 62 ของปริมาณการขายทั้งหมด สำหรับในประเทศอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ประมาณ 97,600 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 23 ของปริมาณการขายทั้งหมด

### โครงการในประเทศไทย

โครงการในประเทศไทยส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก โดยมีกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการเอส 1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซแอลพีจีและน้ำมันดิบ ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างดำเนินการตามแผนกลยุทธ์ระยะยาว 10 ปีที่ได้รับการอนุมัติ โดยทำการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งการเจาะหลุมสำรวจเพื่อรักษาปริมาณการผลิตและจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมในพื้นที่การผลิตเดิมและแหล่งผลิตใหม่อื่น ๆ **โครงการบงกช และโครงการอาทิตย์** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท และ **โครงการคอนแทร์ค 4** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ ซึ่งทั้ง 3 โครงการสามารถผลิตได้ตามการเรียกเก็บก๊าซของผู้ซื้อ สำหรับ **โครงการจี 1/61 (แหล่งเอราวัณ)** ได้มีการเตรียมความพร้อมในด้านต่าง ๆ เช่น การจ้างงาน การเจรจาสัญญาซื้อขายก๊าซ และการจัดซื้อจัดจ้างวัสดุอุปกรณ์ต่าง ๆ รวมถึงเตรียมแท่นผลิต เพื่อให้สามารถดำเนินการผลิตก๊าซได้ตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยเร็วที่สุด โดยภายหลังจากการลงนามในข้อตกลงการเข้าพื้นที่เมื่อเดือนธันวาคม 2564 กลุ่ม ปตท.สม. ได้เริ่มเข้าไปดำเนินการในพื้นที่อย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนมกราคม 2565 เพื่อเตรียมการพัฒนา เตรียมสำรวจพื้นที่เพื่อวางท่อขนส่ง เตรียมการเปลี่ยนผ่านในงานต่าง ๆ เช่น ระบบการผลิต และระบบเทคโนโลยีสารสนเทศ เป็นต้น นอกจากนี้ ในวันที่ 20 เมษายน 2565 บริษัท ปตท.สม. เอนเนอร์ยี ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด (ปตท.สม. อีดี) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่ม ปตท.สม. ได้ลงนามในข้อตกลงกับ บริษัท เอ็มพี จี2 (ประเทศไทย) จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ บริษัท Mubadala Petroleum (Thailand) Holdings Limited ส่งผลให้บริษัทเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียว และเป็นผู้รับรายได้รวมถึงต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานทั้งหมดของโครงการ โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ธันวาคม 2564 สำหรับ **โครงการจี 2/61 (แหล่งบงกช)** สามารถดำเนินการได้ตามแผนงานและความพร้อมสำหรับการเปลี่ยนผ่านและการผลิตภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตตามกำหนด ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 20 เมษายน 2565 ปตท.สม. อีดี ร่วมกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะผู้ขาย ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบ กับ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) สำหรับโครงการ จี 1/61 และ จี 2/61 เสร็จสิ้นแล้ว โดย ปตท.สม. อีดี จะเริ่มเป็นผู้ดำเนินการภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตของทั้งสองโครงการตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2565 เป็นต้นไป

### โครงการในเมียนมา

**โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ในเมียนมา ได้แก่ **โครงการซอดิก้า** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวเมาะตะมะของเมียนมา โครงการสามารถดำเนินการได้ตามแผนและรักษาระดับการผลิตได้ในระดับปกติตามหน้าที่ภายใต้สัญญา แต่จากสถานการณ์โควิด-19 และสถานการณ์ความไม่สงบในประเทศเมียนมา รวมถึงมาตรการคว่ำบาตรจากประเทศตะวันตก ทำให้การดำเนินการในบางกิจกรรมมีความล่าช้า ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สม. ได้ดำเนินการติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและดำเนินการเตรียมการตามแผนการบริหารจัดการในภาวะวิกฤตและบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (Business Continuity Management หรือ BCM) มีการประเมินความเสี่ยงและพิจารณาแผนการดำเนินงาน และวางแผนรองรับตามความเหมาะสม โดยมีการประสานงานร่วมกับ ปตท. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และกระทรวงการต่างประเทศอย่างสม่ำเสมอ เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินการผลิตได้อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้โครงการได้ดำเนินการตามแผนพัฒนาโครงการเฟส 1D (Field Development Plan) เพื่อรักษาระดับการผลิตได้ และอยู่ในระหว่างดำเนินงานก่อสร้างแท่นผลิตเพิ่ม ซึ่งมีความคืบหน้าเป็นไปตามแผนที่ได้วางไว้ **โครงการเยตากุน** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท โครงการมีอัตรากำลังการผลิตที่ หลังจากกลับมาเริ่มผลิตในเดือนตุลาคม 2564 **โครงการยาดานา** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยหลังจากที่บริษัท TotalEnergies EP Myanmar ได้ส่งหนังสือแจ้งขอยุติการลงทุนในโครงการยาดานาและบริษัท Moattama Gas Transportation Company (MGTC) กลุ่ม ปตท.สม. ได้รับเข้าเป็นผู้ดำเนินการของโครงการ โดยได้รับความเห็นชอบจากผู้ร่วมทุนของโครงการเมื่อวันที่ 14 มีนาคม และจะมีผลในวันที่ 20 กรกฎาคม 2565 ทั้งนี้ อยู่ระหว่างดำเนินการในด้านต่าง ๆ เพื่อการบริหารจัดการโครงการได้อย่างต่อเนื่อง

**โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ โครงการเมียนมา เอ็ม 3 รวมถึง โครงการ Domestic Gas to Power ที่ยังอยู่ในขั้นตอนการพัฒนาเนื่องจากสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศเมียนมา ทั้งนี้ กลุ่ม ปตท.สผ. ยังคงติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิด เพื่อประเมินความเสี่ยงและแนวทางในการดำเนินการที่เหมาะสมต่อไป

### โครงการในมาเลเซีย

**โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)** ในมาเลเซีย ได้แก่ **โครงการแปลงเค** เป็นแหล่งผลิตน้ำมัน ตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่ง รัฐซาบารห์ ประกอบด้วยแหล่ง Kikeh Siakap North-Petai (SNP) และ Gumusut-Kakap (GK) โดยหลุมผลิต (Infill Well) ในแหล่ง SNP ได้เริ่มผลิตในไตรมาสที่ 3 และได้เจาะหลุมในแหล่ง GK เมื่อต้นเดือนมีนาคมที่ผ่านมา **โครงการซาราวัก เอสเค 309 และเอสเค 311** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตั้งอยู่ในทะเลน้ำตื้นนอกชายฝั่งซาราวัก โดยได้เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งเพอร์มานิสแล้วตั้งแต่ปลายเดือนธันวาคม 2564 รวมถึง โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิต (Infill Well) ในแหล่งอื่น ๆ โดยจะเริ่มผลิตในไตรมาสที่ 4 นอกจากนี้ **โครงการแปลงเอช** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งตั้งอยู่ในทะเลน้ำลึก นอกชายฝั่งรัฐซาบารห์ ได้ดำเนินการผลิตสูงสุดอยู่ที่ 270 ล้านลูกบาศก์ฟุต ตามเป้าหมาย โดยมีการประเมินโครงสร้างที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียม และเตรียมการเพื่อเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปีนี้

**โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการซาราวัก เอสเค 410** ปี แหล่ง Lang Lebah ซึ่งเป็นแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีขนาดใหญ่ โครงการได้ปรับแผนพัฒนาให้สอดคล้องกับปริมาณก๊าซธรรมชาติ และครอบคลุมถึงการจัดการคาร์บอนไดออกไซด์ (CO<sub>2</sub>) จากกระบวนการผลิตตามแผนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกขั้นบรรยากาศ โดยจะเริ่มการออกแบบวิศวกรรมเบื้องต้น Front End Engineering Design (FEED) ในกลางปี 2565 และคาดว่าจะสามารถประกาศการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ได้ในปี 2566 นอกจากนี้ยังคงศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมของแหล่งเพิ่มเติมต่อไปและกำลังเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมภายในปี 2565 สำหรับ **โครงการซาราวัก เอสเค 417** หลังจากค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติจากหลุม Nangka-1 โครงการได้ศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง และอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ จำนวน 1 หลุมในปี 2565 ในส่วนของ **โครงการซาราวัก เอสเค 405** ปี หลังจากค้นพบชั้นหินกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากหลุม Sirung-1 โครงการได้ศึกษาศักยภาพในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง และอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุมในปี 2565 **โครงการซาราวัก เอสเค 438** ได้ดำเนินการเจาะหลุมสำรวจ Kulintang-1 และค้นพบชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่น่าพอใจ โดยมีแผนการสำรวจเพิ่มเติมและศึกษาแผนพัฒนาต่อไป ทางโครงการยังได้ทำศึกษาศักยภาพทางปิโตรเลียมในพื้นที่และแหล่งใกล้เคียง ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565 – 2566 **โครงการซาราวัก เอสเค 314 เอ** อยู่ระหว่างการเตรียมวางแผนเจาะหลุมสำรวจจำนวน 2 หลุมในปี 2565 – 2566 **โครงการพีเอ็ม 407** ดำเนินกิจกรรมการศึกษาประเมินศักยภาพปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่อง โดยได้ดำเนินการแปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ และสรุปการศึกษาทางธรณีวิทยาและศักยภาพทางปิโตรเลียม ขณะนี้โครงการอยู่ในช่วงของการคัดเลือกโครงสร้างที่มีศักยภาพทางปิโตรเลียมเพื่อดำเนินการวางแผนการเจาะหลุมสำรวจในลำดับถัดไป **โครงการพีเอ็ม 415** อยู่ในระหว่างการศึกษาศักยภาพปิโตรเลียมคงเหลือของแปลงสำรวจอย่างต่อเนื่อง เพื่อวางแผนกลยุทธ์ในการสำรวจต่อไป **โครงการซาบารห์ เอสบี 412** เป็นโครงการที่กลุ่ม ปตท.สผ. ชนะการประมูลจาก 2021 Malaysia Bid Round เมื่อเดือนมีนาคมที่ผ่านมา ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างเตรียมการดำเนินกิจกรรมการสำรวจโดยเริ่มจากการประมวลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ และเตรียมการเพื่อทำการสำรวจต่อไป

### โครงการในเวียดนาม

**โครงการที่ดำเนินการผลิต (Production Phase)** ในเวียดนาม ได้แก่ **โครงการเวียดนาม 9-2** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปี 2565 โครงการมีแผนเจาะหลุมพัฒนา 1 หลุม ในไตรมาส 4 **โครงการเวียดนาม 16-1** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ในปี 2565 โครงการมีแผนเจาะหลุมพัฒนา 2 หลุม ในไตรมาส 3 และ 4 ปี 2565 **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ได้แก่ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อรองรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) โดยเบื้องต้นคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

### โครงการในตะวันออกกลาง

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการร่วมทุนในภูมิภาคนี้ที่ตั้งอยู่ในรัฐสุลต่านโอมาน (โอมาน) และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (ยูเออี) ได้แก่ โครงการร่วมทุนในโอมานมี **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ได้แก่ **โครงการฟิติโอ (แปลง 6)** เป็นโครงการผลิตน้ำมันขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศโอมาน และ **โครงการมุดโคซนา (แปลง 53)** เป็นแหล่งผลิตน้ำมันบนบกขนาดใหญ่ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโอมาน ทั้งสองโครงการยังคงการผลิตตามข้อตกลงของกลุ่มประเทศ OPEC+ ในส่วนของ **โครงการโอมาน แปลง 61** เป็นแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท ปัจจุบันโครงการมีกำลังการผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มกำลังการผลิตที่ระดับ 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสทประมาณ 69,000 บาร์เรลต่อ

วัน สำหรับโครงการที่อยู่ในระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ได้แก่ โครงการโอมาน ออนชอร์ แปลง 12 ซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินการศึกษาทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ และมีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจ จำนวน 2 หลุม ในปี 2566

โครงการร่วมทุนในยูเออีเป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ตั้งอยู่ในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี ซึ่งได้แก่ โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 1 อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อวางแผนสำรวจ โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 2 อยู่ระหว่างการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม ซึ่งคาดว่าจะแล้วเสร็จสิ้นเดือนเมษายน 2565 จากนั้นจึงจะเริ่มเจาะหลุมประเมินจำนวน 1 หลุม โครงการอาบูดาบี ออฟชอร์ 3 อยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อเตรียมเจาะหลุมประเมินและหลุมสำรวจในปี 2566-2567 สำหรับโครงการชาร์จาห์ ออนชอร์ แอเรีย ซี กลุ่ม ปตท.สผ. ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายสิทธิ (Farm In/Farm Out Agreement) เพื่อเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 25 จากบริษัท Eni Sharjah B.V. ("ENI") โดยเสร็จสมบูรณ์แล้วเมื่อวันที่ 1 มีนาคม 2565 ขณะนี้โครงการอยู่ระหว่างการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน

### โครงการในทวีปอเมริกา

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) ในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธรัฐสาธารณรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก) ได้แก่

โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา โดยอยู่ระหว่างทำการฟื้นฟูพื้นที่เพื่อให้ออกสู่สภาพเดิมก่อนที่จะทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดของโครงการตามข้อกำหนดต่อไป

โครงการร่วมทุนในบราซิล ได้แก่ โครงการบาราเรินเนียส์ เอพี 1 ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันอยู่ระหว่างการรออนุมัติจากหน่วยงานรัฐสำหรับการเจาะสำรวจ และโครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23 ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกของบราซิล อยู่ระหว่างการศึกษาระหว่างการประเมินศักยภาพในการพัฒนาปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโก ได้แก่ โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4) ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก โครงการอยู่ระหว่างการศึกษาระหว่างการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเพื่อกำหนดแผนงานดำเนินการต่อไป และ โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4) ซึ่งตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ปัจจุบันอยู่ระหว่างการศึกษาระหว่างการวางแผนพัฒนาปิโตรเลียมในอนาคต

### โครงการในทวีปออสเตรเลีย

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ คือ โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 6 แปลงสัมปทาน

สำหรับ แหล่งแคช-เมเปิล และแหล่งออคิด ซึ่งอยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase) โครงการมีแผนที่จะพิจารณาแนวทางการบริหารจัดการที่เหมาะสม เพื่อเพิ่มทางเลือกในการพัฒนาโครงการเชิงพาณิชย์ต่อไป

สำหรับกรณีฟ้องร้อง PTTEP AAA จากตัวแทนของกลุ่มผู้เลี้ยงสาหร่ายในประเทศอินโดนีเซีย ที่ได้ยื่นฟ้องคดีแบบกลุ่ม (Class Action) ต่อศาลสหพันธรัฐ ประเทศออสเตรเลีย ในปี 2559 เพื่อเรียกร้องค่าเสียหายที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลจากแหล่งมอนทาราในปี 2552 นั้น PTTEP AAA กำลังดำเนินการในขั้นตอนต่าง ๆ ตามระเบียบของศาลในกระบวนการอุทธรณ์

### โครงการในทวีปแอฟริกา

กลุ่ม ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้ ที่ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) สาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก) และสาธารณรัฐแองโกลา (แองโกลา) ได้แก่

โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี เป็นโครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase) ซึ่งเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบ ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย สำหรับไตรมาสนี้ กลุ่ม OPEC+ ยังคงมีนโยบายตรึงกำลังการผลิตน้ำมันดิบตามสถานการณ์ราคาน้ำมันที่ ยังคงผันผวน เป็นผลให้ทางโครงการมีกำลังการผลิตด้วยอัตราเฉลี่ยประมาณ 16,800 บาร์เรลต่อวันในไตรมาส 1 ปี 2565

โครงการแอลจีเรีย ฮาสลี เบอร์ ราเคช เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้บรรลุข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการระยะที่ 1 ตามข้อตกลงเพื่อเริ่มพัฒนาโครงการตามแผนการพัฒนาที่ได้รับอนุมัติจากรัฐบาลในไตรมาส 1 ปี 2562 ขณะนี้อยู่ระหว่างการก่อสร้างและการเจาะหลุมผลิต และคาดว่าจะเริ่มผลิตได้ในไตรมาส 2 ปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตประมาณ 10,000 - 13,000 บาร์เรลต่อวัน พร้อมทั้งมีแผนระยะที่ 2 เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เป็น 50,000 - 60,000 บาร์เรลต่อวันในปลายปี 2569 - 2570

โครงการโมซัมบิก แอเรีย 1 เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ในปี 2564 โครงการได้เริ่มงานฐานรากสำหรับโรงผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก งานก่อสร้างท่าเรือชั่วคราว และการติดตั้งระบบรักษาความปลอดภัยรอบพื้นที่โครงการ รวมถึงงานขุดร่องน้ำเพื่อวางท่อก๊าซนอกชายฝั่งตามแผน และโครงการได้บรรลุเงื่อนไขการ

กู้เงินรูปแบบ Project Finance เพื่อรองรับค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ และได้เบิกเงินกู้งวดแรกบางส่วนเรียบร้อยแล้ว อย่างไรก็ตามในช่วงปลายเดือนมีนาคมปี 2564 เกิดเหตุการณ์ความไม่สงบที่เมือง Palma ซึ่งอยู่ใกล้กับพื้นที่ของโครงการ ทำให้ผู้ดำเนินการตัดสินใจประกาศหยุดดำเนินการก่อสร้างด้วยเหตุสุดวิสัย (Force Majeure) ในเดือนเมษายนปีเดียวกัน ต่อมาในเดือนมิถุนายนกลุ่มประเทศเพื่อการพัฒนาแอฟริกาใต้ (South African Development Committee - SADC) และกองกำลังทหารจากประเทศรวันดา (Rwanda Defense Force, RDF) ได้ส่งกองกำลังทหารสนับสนุนเข้าไปในโมซัมบิกเพื่อการรับมือกับผู้ก่อความไม่สงบ ปัจจุบันกองกำลังทหารดังกล่าว สามารถควบคุมพื้นที่สำคัญโดยรอบบริเวณโครงการได้ ทำให้ไม่มีเหตุการณ์ความรุนแรงในพื้นที่ดังกล่าว แต่ยังคงมีเหตุการณ์ความไม่สงบนอกพื้นที่ควบคุมอยู่อย่างต่อเนื่อง โดยผู้ดำเนินการได้ติดตามสถานการณ์อย่างใกล้ชิดและอยู่ในระหว่างการศึกษารายละเอียดของแผนการกลับเข้าพื้นที่โครงการเพื่อเริ่มงานก่อสร้าง

โครงการ แปลง 17/06 เป็นโครงการที่อยู่ระหว่างการพัฒนา (Development Phase) ตั้งอยู่บริเวณนอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันตกของแองโกลา ประกอบด้วย 2 พื้นที่พัฒนาหลักคือ ทางด้านทิศตะวันออกและทิศตะวันตกของโครงการ โดยปัจจุบัน พื้นที่ทางทิศตะวันออกอยู่ระหว่างการเตรียมยื่นขออนุมัติการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในกลางปี 2565 เพื่อให้สามารถเริ่มดำเนินการผลิตน้ำมันในช่วงปลายปี 2567 โดยคาดว่าจะมีกำลังการผลิตอยู่ที่ 30,000 บาร์เรลต่อวัน (สัดส่วนร้อยละ 100) ซึ่งพื้นที่ทางทิศตะวันตกยังอยู่ในการศึกษาแนวทางการพัฒนาและคาดว่าจะ FID ในปี 2567 ต่อไป





## กลยุทธ์การบริหารจัดการ

ปตท.สผ. มีเป้าหมายสำคัญในการมอบคุณค่าอย่างยั่งยืนจากภายในสู่ภายนอก (From We to World) ตามมาตรฐานสากลของสหประชาชาติ (UN SDGs) ซึ่งสอดคล้องกับวิสัยทัศน์ขององค์กรที่มุ่งสู่การเป็น "Energy Partner of Choice" ที่คำนึงถึงผลประโยชน์ร่วมกันของผู้มีส่วนได้เสียทุกกลุ่ม พร้อมไปกับการสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน ปตท.สผ. จึงได้กำหนด 3 องค์ประกอบหลักในการดำเนินงานร่วมกันขององค์กร อันประกอบไปด้วย การมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศ (High Performance Organization - HPO) การกำกับดูแลกิจการที่ดี การบริหารความเสี่ยง และการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ (Governance, Risk Management and Compliance - GRC) และการสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย (Stakeholder Value Creation - SVC) โดยมีการดำเนินงานที่สำคัญในไตรมาส 1 ดังนี้

### ด้านการมุ่งสู่องค์กรแห่งความเป็นเลิศและสังคมคาร์บอนต่ำ (High Performance Organization and Thrive in Lower Carbon Future)

#### (1) กลยุทธ์เพื่อความยั่งยืนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Sustainable E&P Business)

- สร้างมูลค่าเพิ่มจากโครงการในปัจจุบัน โดยเน้นการเพิ่มปริมาณการผลิตจากโครงการหลัก โดยเฉพาะโครงการที่ตอบสนองความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศ โดยในไตรมาสแรกของปีนี้ ปตท.สผ. ได้เริ่มเข้าพื้นที่โครงการจี 1/61 ตั้งแต่เดือนมกราคม เพื่อเตรียมความพร้อมอย่างสูงสุดในการเป็นผู้ดำเนินการที่จะเริ่มในเดือนเมษายน 2565 ต่อจากบริษัท เชฟรอน ประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้รับการแต่งตั้งจากผู้ร่วมทุนของโครงการยาดานาในประเทศเมียนมา ให้เป็นผู้ดำเนินการต่อจากบริษัท TotalEnergies EP Myanmar ซึ่งได้ประกาศถอนตัวออกจากการเป็นผู้ดำเนินการและผู้ร่วมทุนในโครงการ ทั้งนี้ ปตท.สผ. ได้พิจารณาอย่างรอบคอบโดยคำนึงถึงความมั่นคงทางพลังงานในระยะยาวของทั้งประเทศไทยและประเทศเมียนมาเป็นสำคัญ โดยปัจจุบันก๊าซธรรมชาติที่ผลิตจากโครงการยาดานา คิดเป็นประมาณร้อยละ 50 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศเมียนมา และประมาณร้อยละ 11 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย
- ขยายการลงทุนในประเทศไทยและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นพื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก รวมถึงการมองหาโอกาสต่อยอดทางธุรกิจ Gas Value Chain โดยขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับ ในไตรมาสแรกของปีนี้ ปตท.สผ. ชนะการประมูลและได้รับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการมาเลเซีย - ซาบาร์ เอสบี 412 นอกชายฝั่งตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐซาบาร์ ประเทศมาเลเซีย ซึ่งนับเป็นความสำเร็จตามกลยุทธ์ Coming Home โดยสามารถขยายธุรกิจในประเทศมาเลเซีย ซึ่งเป็นฐานการลงทุนที่สำคัญของ ปตท.สผ. ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และเป็นการสร้างการเติบโตให้กับบริษัทอย่างต่อเนื่องในระยะยาว ทั้งนี้ โครงการมาเลเซีย - ซาบาร์ เอสบี 412 มีพื้นที่ประมาณ 15,914 ตารางกิโลเมตร จากการศึกษาข้อมูลด้านธรณีวิทยาในเบื้องต้นพบว่ามีศักยภาพปิโตรเลียม และเป็นพื้นที่ใกล้เคียงที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว นอกจากนี้ โครงสร้างพื้นฐานในบริเวณดังกล่าวยังมีความพร้อมสำหรับการผลิตปิโตรเลียมอีกด้วย
- มุ่งเน้นการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันด้วยการควบคุมต้นทุนการผลิตต่อหน่วยอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับธุรกิจหลักของ ปตท.สผ. ท่ามกลางสภาพแวดล้อมที่ผันผวนมากขึ้น
- มองหาโอกาสการลงทุนร่วมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) ในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งได้แก่ ประเทศโอมาน และประเทศสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ
- ขับเคลื่อนธุรกิจก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) แบบครบวงจร โดยมุ่งเน้นการลงทุนตั้งแต่ต้นน้ำถึงโรงงานผลิต (Upstream & Liquefaction) และส่งเสริมการพัฒนาขีดความสามารถของบุคลากรควบคู่กันไปด้วย

#### (2) กลยุทธ์กระจายความเสี่ยงไปสู่ธุรกิจใหม่ทีนอกเหนือจากธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (Diversification to Beyond E&P Business)

- สร้างการเติบโตอย่างก้าวกระโดดให้กับบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด (ARV) โดยเร่งนำผลิตภัณฑ์และบริการเข้าสู่ตลาดให้เร็วขึ้น รวมถึงมองหาโอกาสการลงทุนทางธุรกิจร่วมกับพันธมิตรใหม่ ๆ
- แสวงหาโอกาสการลงทุนใหม่ในธุรกิจไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบธุรกิจโรงไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (Gas/LNG to Power) และพลังงานหมุนเวียน ในประเทศเวียดนามและประเทศเมียนมา
- แสวงหาโอกาสการลงทุนในเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Utilization and Storage – CCUS) รวมถึงพลังงานรูปแบบใหม่ในอนาคต เช่น ไฮโดรเจน



- พัฒนาต่อยอดเทคโนโลยีที่ส่งเสริมการไปสู่การเป็นธุรกิจในอนาคต โดยมุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยี และความสามารถด้านงานวิจัยพัฒนาขององค์กรที่ส่งเสริมธุรกิจปัจจุบันเป็นจุดเริ่มต้น

จากการที่ ปตท.สผ. ได้กำหนดทิศทางกลยุทธ์ โดยมุ่งเน้นการสร้างความยั่งยืนให้แก่ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P Business) ควบคู่ไปกับการขยายการลงทุนในธุรกิจใหม่ (Beyond E&P Business) เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน และลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนั้น ในการประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2565 ในเดือนมีนาคมที่ผ่านมา ที่ประชุมผู้ถือหุ้นเห็นควรและอนุมัติการแก้ไขเพิ่มเติมวัตถุประสงค์และหนังสือบริคณห์สนธิข้อ 3 เรื่อง วัตถุประสงค์ของบริษัท โดยเพิ่มวัตถุประสงค์ใหม่ให้ครอบคลุมกลุ่มธุรกิจที่มีความหลากหลายมากขึ้น เช่น ประกอบธุรกิจเกี่ยวกับพลังงาน พลังงานทดแทน ธุรกิจไฟฟ้า ธุรกิจเกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และสารประกอบคาร์บอน เป็นต้น เพื่อให้สอดคล้องกับแผนการลงทุนในธุรกิจใหม่ รวมถึงโอกาสการลงทุนในอนาคต และรองรับการเติบโตของ ปตท.สผ. ในระยะยาว

### (3) กลยุทธ์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas Management)

- ที่ผ่านมา ปตท.สผ. ได้มีการตั้งเป้าหมายลดปริมาณความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับปีฐาน 2555 โดย ณ สิ้นปี 2564 บริษัทสามารถลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 24.1 ซึ่งคาดการณ์ว่าภายในปี 2565 บริษัทจะสามารถบรรลุเป้าหมายการลดความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าร้อยละ 25 ซึ่งเร็วกว่าที่กำหนดไว้ถึง 8 ปี สะท้อนถึงเจตนารมณ์และความมุ่งมั่นของปตท.สผ. ที่พร้อมเป็นส่วนหนึ่งในการแก้ปัญหาวิกฤตการณ์ภาวะโลกร้อนอย่างยั่งยืน
- เพื่อสนับสนุนเป้าหมายของประเทศไทยที่ได้ประกาศเจตนารมณ์ในการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ COP26 ณ เมืองกลาสโกว์ ประเทศสกอตแลนด์ ปตท.สผ. จึงกำหนดและประกาศเป้าหมายใหม่ ได้แก่ การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ หรือ “Net Zero Greenhouse Gas Emissions” ภายในปี 2593 ในธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (E&P) ครอบคลุม Scope 1 และ Scope 2 ซึ่ง ปตท.สผ. มี Operational Control รวมถึงได้กำหนด 2 เป้าหมายระหว่างทางในรูปแบบการลดปริมาณความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลงไม่น้อยกว่าร้อยละ 30 ภายในปี 2573 และร้อยละ 50 ภายในปี 2583 จากปีฐาน 2563 ผ่านแนวคิด “EP Net Zero 2050”
- บริษัทมีแผนการบริหารจัดการ E&P Portfolio เพื่อมุ่งสู่องค์กรคาร์บอนต่ำ โดยจะเลือกลงทุนในโครงการที่สอดคล้องกับเป้าหมายใหม่ดังกล่าว เน้นลงทุนในโครงการก๊าซธรรมชาติ และนำปัจจัยเรื่องความเข้มข้นของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมาพิจารณาในการลงทุน รวมถึงยังดำเนินงานโครงการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญอย่างต่อเนื่อง อาทิ การนำก๊าซส่วนเกินและก๊าซที่จะเผาทิ้งกลับเข้าสู่กระบวนการผลิตหรือนำไปใช้ประโยชน์ การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน การนำพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) มาใช้ในการดำเนินงาน และการศึกษาความเป็นไปได้ของการนำเทคโนโลยีการดักจับการใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (CCUS) เข้ามาใช้ในแท่นผลิตก๊าซธรรมชาติกลางทะเล รวมถึงโครงการชดเชยก๊าซเรือนกระจกต่าง ๆ เช่น โครงการปลูกป่า เพื่อเพิ่มพื้นที่ในการดูดซับก๊าซเรือนกระจก เป็นต้น

ในการบริหารจัดการทางการเงิน ปตท.สผ. มุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและยังคงให้ความสำคัญในการรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ ไตรมาส 1 ปี 2565 บริษัทมีเงินสดในมือประมาณ 3,346 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นประมาณ 0.33 เท่า ซึ่งยังคงสภาพคล่องและอยู่ในกรอบนโยบายการเงินของบริษัท

ทั้งนี้ ในวันที่ 5 เมษายน 2565 บริษัท ปตท.สผ. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของกลุ่มปตท.สผ. ได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ประเภทไม่ด้อยสิทธิ มีผู้ค้ำประกัน และมีผู้แทนผู้ถือหุ้นกู้ รวมมูลค่า 12,000 ล้านบาท ซึ่งแบ่งออกเป็น 3 ชุด ได้แก่ หุ้นกู้อายุ 5 ปี 7 ปี และ 10 ปี โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่ที่ร้อยละ 2.09 ร้อยละ 2.69 และร้อยละ 3.05 ต่อปี ตามลำดับ โดยปตท.สผ. เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน จึงมั่นใจได้ว่าบริษัทสามารถรักษาสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งและสภาพคล่องที่สูง เพื่อรองรับความผันผวนของราคาน้ำมัน และสภาวะเศรษฐกิจโลกได้

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ยังส่งเสริมการวิจัย พัฒนา ประยุกต์ใช้เทคโนโลยี และสร้างนวัตกรรมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความสามารถในการแข่งขันในการดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยมีเป้าหมายหลักในการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี ได้แก่ การแยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากก๊าซธรรมชาติ การกำจัดสิ่งปนเปื้อนออกจากก๊าซธรรมชาติเหลว การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบ การลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การลดต้นทุนในการรื้อถอนแท่นผลิตและท่อส่งปิโตรเลียม และการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตและการบำรุงรักษา โดยในไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท.สผ. มีโครงการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 51 โครงการ และมีความคืบหน้าของโครงการที่สำคัญ อาทิเช่น

- โครงการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนจากก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ประสบความสำเร็จในการทดสอบเทคโนโลยี ได้แก่ สารเร่งการแยกอนุภาคของสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำที่ปนในชั้นน้ำมัน วัสดุดูดซับสิ่งปนเปื้อนในชั้นน้ำมัน (Adsorbent) ปัจจุบันอยู่ระหว่างการนำไปขยายผลการใช้งานและปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดียิ่งขึ้น
- โครงการพัฒนาสารเคมีสำหรับกำจัดสิ่งปนเปื้อนในท่อส่งปิโตรเลียมและอุปกรณ์เก็บตัวอย่างผิวท่อสำหรับสนับสนุนกิจกรรมการรื้อถอนท่อส่งปิโตรเลียม มีการดำเนินการทดสอบการใช้งานในชั้นนำร่องที่แหล่งบงกชแล้วเสร็จในไตรมาส 1 ปี 2565 โดยมีผลการทดสอบเบื้องต้นเป็นที่น่าพอใจและจะมีการนำผลการทดสอบมาใช้เป็นข้อมูลสำหรับการพัฒนาปรับปรุงเทคโนโลยี และขยายผลการนำไปใช้งานต่อไป
- โครงการเปลี่ยนก๊าซเผาทิ้งเป็นผลิตภัณฑ์ที่อนาโนคาร์บอน อยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) ของหน่วยผลิตที่อนาโนคาร์บอนในชั้นนำร่อง ซึ่งมีแผนการก่อสร้างที่โครงการเอส 1 ในปี 2566
- โครงการพัฒนาหุ่นยนต์สำหรับใช้งานในการควบคุมแท่นผลิต (Wellhead Operator Robot) อยู่ระหว่างการพัฒนาหุ่นยนต์ต้นแบบ ซึ่งสามารถทำงานในการตรวจสอบสิ่งผิดปกติของอุปกรณ์ และสามารถควบคุมการทำงานของอุปกรณ์ในแท่นผลิตปิโตรเลียมได้ โดยโครงการนี้มีแผนงานที่จะนำหุ่นยนต์ต้นแบบไปทดสอบที่แท่นผลิตปิโตรเลียมนอกชายฝั่งภายในปี 2565
- โครงการเปลี่ยนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นผลิตภัณฑ์โพรพิลีนคาร์บอนेट อยู่ระหว่างพัฒนากระบวนการผลิตโพรพิลีนคาร์บอนेटในระดับต้นแบบ

ปตท.สผ. ยังมีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุด ซึ่งไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท.สผ. มีเหตุการณ์การเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) เท่ากับ 0 และมีอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.68 ทั้งนี้ LTIF และ TRIR ล่ำสุดยังคงอยู่ในค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP)

ในไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท.สผ. ได้รับรางวัล Most Innovative Deal จากงานมอบรางวัลตราสารหนี้ยอดเยี่ยมประจำปี 2564 ซึ่งจัดโดยสมาคมตลาดตราสารหนี้ไทย สำหรับหุ้นกู้ดิจิทัล ปตท.สผ. โดยเป็นหุ้นกู้ภาคเอกชนรายแรกในภูมิภาคเอเชียที่เสนอขายผ่านช่องทางออนไลน์เต็มรูปแบบบนแพลตฟอร์มเปิดเป่าตั้ง รองรับทั้งในตลาดแรกและตลาดรอง นับเป็นจุดเริ่มต้นสู่การพัฒนาตลาดรองให้มีสภาพคล่องมากยิ่งขึ้น รวมถึงเป็นการส่งเสริมให้องค์กรต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องร่วมกันพัฒนาตลาดตราสารหนี้ให้เติบโตอย่างยั่งยืน

**ด้านการสร้างที่ยั่งยืนด้านความเป็นเลิศด้าน Business Integrity (Sustain Business Integrity Excellence)** ปตท.สผ. มุ่งเน้นการดำเนินธุรกิจด้วยความโปร่งใส และมีประสิทธิภาพ เพื่อสร้างเสถียรภาพและความยั่งยืนให้กับองค์กร โดยยึดมั่นในการบริหารจัดการธุรกิจตามหลักธรรมาภิบาล การกำกับดูแลให้มีการบริหารความเสี่ยงและการควบคุมภายในอย่างเหมาะสม ตลอดจนปฏิบัติตามกฎหมายและกฎเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยมีผลการดำเนินงานที่สำคัญดังนี้

- ดำเนินงานตามกลยุทธ์หลัก Smart Assurance และ GRC in Common Sense ซึ่งมุ่งเน้นการจัดการกระบวนการกำกับดูแลองค์กรแบบบูรณาการอย่างมีประสิทธิภาพ และให้พนักงานตระหนักและนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติ พร้อมทั้งการเตรียมความพร้อมสู่การเป็นองค์กรต้นแบบด้าน GRC ในกลุ่มบริษัทจดทะเบียนไทย
- นำผลที่ได้รับจากการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC ภายในองค์กร (GRC Maturity Assessment) สำหรับโครงการมาเลเซีย ไปพัฒนาการดำเนินงานให้มีประสิทธิภาพมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง เพื่อเตรียมความพร้อมในการประเมินระดับวุฒิภาวะด้าน GRC (GRC Maturity Level) ระดับองค์กร
- พัฒนาระบบ Risk Management ในรูปแบบ Chatbot โดยครอบคลุมถึงการแนะนำความเสี่ยง การค้นหาข้อมูลความเสี่ยงได้ครบถ้วน เพื่อนำไปสู่เป้าหมายการไม่พบปัญหาที่ส่งผลกระทบต่อระบบ (No surprise risk) อันเนื่องมาจากมีความเสี่ยงที่ไม่ได้ถูกระบุไว้
- พัฒนาระบบ GRC One Digital System โดยครอบคลุมการรายงานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับ GRC ได้แก่ การรายงานเรื่องร้องเรียน การบริหารความเสี่ยง การบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ การประเมินการควบคุมภายใน และรายงานการดำเนินงานด้านการกำกับ การปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ เพื่อช่วยให้ผู้บริหารและพนักงานที่เกี่ยวข้องได้รับข้อมูลทางด้าน GRC อย่างทัน่วงที่และช่วยสนับสนุนการตัดสินใจที่สำคัญได้
- ดำเนินการต่อเนื่องเพื่อสร้างวัฒนธรรม GRC ผ่านการสื่อสารและจัดกิจกรรมต่าง ๆ และเพื่อเพิ่มความตระหนักรู้ ความเข้าใจ พร้อมทั้งการนำแนวทางการดำเนินการตามหลัก GRC ไปปฏิบัติเป็นส่วนหนึ่งของการดำเนินงานได้

นอกจากนี้ ปตท.สผ. ได้มีการกำหนดนโยบายด้านสิทธิมนุษยชนและระบบการบริหารจัดการด้านสิทธิมนุษยชนเพื่อนำไปปฏิบัติอย่างเป็นรูปธรรมตามแนวทางสากลต่าง ๆ และแสดงให้เห็นถึงการเคารพในสิทธิมนุษยชนและป้องกันการละเมิดสิทธิมนุษยชนจากกิจกรรมการดำเนินงานของบริษัท รวมไปถึงการจัดการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนของบริษัทอย่างต่อเนื่องรายปี โดยในปี 2565 ได้มีการประเมินความเสี่ยงด้านสิทธิมนุษยชนครอบคลุมร้อยละ 100 ของพื้นที่ปฏิบัติการทั้งหมดที่ดำเนินการโดยบริษัท ผู้ร่วมทุน และคู่ค้าสำคัญระดับที่ 1 และจัดให้มีการอบรมในรูปแบบออนไลน์เกี่ยวกับสิทธิมนุษยชนให้กับพนักงานทุกคน

**ด้านการใช้ทรัพยากรอย่างคุ้มค่าและสร้างคุณค่าร่วมสู่สังคม (Optimize Resource & Create Shared Value)** ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติที่ฟื้นฟูสิ่งแวดล้อม และการพัฒนาชุมชนและสังคม โดย ปตท.สผ. มีแผนกลยุทธ์และการดำเนินงานที่สำคัญในปี 2565 เพื่อสร้างคุณค่าในระยะยาวให้แก่ผู้มีส่วนได้เสีย ดังนี้

- **กลยุทธ์การปรับใช้แนวคิดเศรษฐกิจหมุนเวียนสำหรับธุรกิจสำรวจและผลิต (Circular Model for E&P)** ปตท.สผ. ได้ออกแบบกระบวนการทำงานและการบริหารจัดการเพื่อเพิ่มการใช้ซ้ำและทำให้เกิดการนำทรัพยากรกลับมาหมุนเวียนใช้ประโยชน์ใหม่ ซึ่งได้ตั้งเป้าหมายในการนำโครงสร้างหลักมาใช้ใหม่ให้ได้ไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ภายในปี 2573 โดยยังคงสภาพการทำงานที่เหมาะสม ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ ควบคู่ไปกับการเพิ่มมูลค่าของเสีย (Upcycling High Volume Waste) ในปี 2564 ปตท.สผ. มีความคืบหน้าใน 2 โครงการหลัก คือ โครงการใช้ประโยชน์จากของเสียจำพวกหินและดินที่เกิดจากการเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม (Drill Cuttings) เป็นวัสดุทดแทนสำหรับงานถนน โดยได้รับอนุมัติโครงการจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในการนำเศษดินและหินมาใช้เพื่อใช้เป็นองค์ประกอบของผิวถนนลาดยางมะตอยหรือแอสฟัลต์ (Asphalt Road) ซึ่ง ปตท.สผ. ได้ดำเนินการใช้เป็นส่วนประกอบการก่อสร้างถนนทดสอบบริเวณศูนย์เร่งการขยายเทคโนโลยี (Rapid Scale-up Center: RASC) ซึ่งมีความยาว 1.2 กิโลเมตร นอกจากนี้ ยังประสบความสำเร็จในโครงการเพิ่มมูลค่าจากการเปลี่ยนขยะทราย (Sand Waste) จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมของโครงการขุดเจาะไปเป็นสารซีโอไลต์ (Zeolite) ต้นแบบ และในปี 2565 จะดำเนินการต่อขยายโครงการนำสารซีโอไลต์มาอัดเม็ด (Pellets) เพื่อทดลองใช้เป็นสารดูดซับความชื้นในการดึงความชื้นออกจากก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ บริษัทยังไม่มีรายงานของเสียประเภทขยะอันตรายที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบ ซึ่งสอดคล้องกับอีกหนึ่งเป้าหมายระยะยาวในการเป็นองค์กรที่มุ่งสู่การปราศจากของเสียทุกประเภทที่ต้องถูกกำจัดโดยวิธีฝังกลบภายในปี 2573 อีกด้วย
- **กลยุทธ์การอนุรักษ์ทะเลเพื่อทุกชีวิต (Ocean for Life)** ปตท.สผ. ในฐานะองค์กรที่มีพื้นที่ปฏิบัติการส่วนใหญ่อยู่ในทะเล มีความมุ่งมั่นที่จะเป็นผู้นำในการอนุรักษ์และฟื้นฟูดูแลทรัพยากรธรรมชาติและนิเวศทางทะเล (Guardian of the Ocean) เพื่อสนับสนุนการเติบโตทางเศรษฐกิจและการมีคุณภาพชีวิตที่ดีของชุมชนบริเวณชายฝั่ง โดยมีเป้าหมายในการสร้างมูลค่าเชิงบวก (Net Positive Impact) ต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศทางทะเล (Ocean Biodiversity & Ecosystem Services (BES) Value) ในพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งภายในประเทศภายในปี 2568 และพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งทั้งหมดภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับมูลค่าในปีฐาน 2562 รวมถึงเป้าหมายในการสร้างรายได้ที่เพิ่มขึ้นของชุมชนกลุ่มเป้าหมาย (Community Income Increasing) ร้อยละ 50 และเพิ่มจำนวนเครือข่ายอนุรักษ์ได้ 16,000 ราย ภายในปี 2573 เมื่อเทียบกับก่อน ปตท.สผ. เข้าดำเนินโครงการ โดยไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท.สผ. สามารถสร้างมูลค่าเชิงบวกต่อความหลากหลายทางชีวภาพและบริการทางระบบนิเวศสำหรับพื้นที่ปฏิบัติการนอกชายฝั่งในประเทศได้ร้อยละ 29.5 ส่วนการสร้างรายได้ที่เพิ่มขึ้นของชุมชนมีความคืบหน้าอยู่ที่ร้อยละ 20.5 เมื่อเทียบกับรายได้ก่อนเข้าร่วมโครงการกับ ปตท.สผ. จากโครงการพัฒนาเพาะพันธุ์สัตว์น้ำเศรษฐกิจและการอนุรักษ์สัตว์ทะเลหายาก โครงการจัดทำแนวเขตอนุรักษ์ชายฝั่งทะเลและบ้านปลา โครงการปลูกป่าชายเลน โครงการแหล่งเรียนรู้เรือหลวงไทยใต้ทะเล และโครงการเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์อาหารทะเล ร่วมกับกรมทรัพยากรทางทะเลและชายฝั่ง นอกจากนี้ ยังได้ดำเนินการโครงการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการตรวจติดตามสุขภาพของมหาสมุทรและความหลากหลายทางชีวภาพ ได้แก่ สำรวจความสมบูรณ์ของระบบนิเวศแนวปะการังในการติดตามการฟอกขาวของปะการังด้วยการประยุกต์ใช้โดรนและเทคโนโลยีขั้นสูงชนิด Multi Spectrum บริเวณพื้นที่เกาะมันใน หินตอยหอย และเกาะพะงัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี และเริ่มสำรวจพื้นที่ที่มีศักยภาพในโครงการทดลองการปลูกแหล่งหญ้าทะเลด้วยวิธีเพาะเลี้ยงเนื้อเยื่อ บริเวณพื้นที่เกาะแตน จังหวัดสุราษฎร์ธานี ร่วมกับมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในการสนับสนุนบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ด้วยเช่นกัน

ทั้งนี้ ในไตรมาส 1 ปี 2565 ปตท. สผ. ได้รับรางวัล 2022 Global CSR Excellence & Leadership Awards ในด้านสาธารณสุข จากเวที The 11<sup>th</sup> World CSR Congress จัดขึ้นที่นครมุมไบ ประเทศอินเดีย จากโครงการป้องกันภาวะแควะแกร็นในเด็ก ในพื้นที่ East Nusa Tenggara (NTT) ประเทศอินโดนีเซีย โดยโครงการนี้ได้มีการดำเนินงานมาตั้งแต่ปี 2563 รวมถึงได้มีการนำแนวทางไปใช้ในพื้นที่อื่น ๆ ต่อไป



## แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### ราคาน้ำมันดิบ

สถานการณ์ความผันผวนของราคาน้ำมันดิบในปัจจุบันจากสงครามระหว่างรัสเซียกับยูเครนที่ยังคงดำเนินอยู่ ได้ส่งผลกระทบต่อราคาน้ำมัน โดยราคาน้ำมันดิบที่สูงกว่าระดับ 100 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล อาจส่งผลให้เศรษฐกิจชะลอตัว รวมถึงสถานการณ์โควิด-19 ที่มีจำนวนผู้ติดเชื้อเพิ่มขึ้นในประเทศจีนและมาตรการควบคุมโรคที่เข้มงวด อาจส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันลดลง โดยคาดว่าความต้องการใช้น้ำมันในปี 2565 จะฟื้นตัวอยู่ในระดับ 99.5 ถึง 101.0 ล้านบาร์เรลต่อวัน

หลังจากการประชุมของกลุ่ม OPEC+ ในเดือนมีนาคม 2565 ที่ผ่านมา กลุ่ม OPEC+ ยังคงมติที่จะเพิ่มกำลังการผลิตในเดือนละ 432,000 บาร์เรลต่อวัน ไปจนถึงเดือนกันยายน 2565 โดยมุ่งเน้นที่จะสร้างสมดุลต่อตลาด รวมถึงจะยังไม่มีการเพิ่มกำลังการผลิตไปมากกว่าระดับปัจจุบัน แม้ว่าจะถูกกดดันจากชาติตะวันตกให้เพิ่มกำลังการผลิตก็ตาม จึงส่งผลให้บางประเทศในกลุ่มองค์กรพลังงานระหว่างประเทศพยายามปล่อยน้ำมันดิบออกจากคลังสำรองน้ำมันเชิงยุทธศาสตร์ นำโดยประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ประกาศว่าจะระบายน้ำมันดิบจำนวน 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็นระยะเวลา 6 เดือนตั้งแต่เดือนพฤษภาคมถึงเดือนตุลาคม 2565 และยังสามารถเรียกร้องให้บริษัทน้ำมันลงทุนขุดเจาะให้มากขึ้นเพื่อให้ราคาน้ำมันต่ำลง

จากสภาวะดังกล่าว การเคลื่อนไหวของราคาน้ำมันดิบดูไบจะขึ้นอยู่กับปัจจัยหลัก ได้แก่ สถานการณ์ระหว่างรัสเซียและยูเครน รวมถึงระยะเวลาที่สิ้นสุดสงคราม สถานการณ์การแพร่ระบาดของโควิด-19 การปล่อยน้ำมันดิบออกจากคลังสำรองน้ำมันเชิงยุทธศาสตร์ และปริมาณการผลิตจากประเทศผู้ผลิตหลัก ๆ ท่ามกลางสถานการณ์ที่ไม่แน่นอนนี้ ส่งผลให้คาดการณ์ราคาน้ำมันดิบในปี 2565 อยู่ระหว่าง 90-130 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก PTTEP Internal, Market Consensus) นอกจากนี้ ยังมีปัจจัยอื่น ๆ ที่ต้องติดตาม ประกอบด้วย การฟื้นตัวของอุปสงค์การชะลอตัวของเศรษฐกิจจากราคาน้ำมันที่สูง นโยบายการเงินจากธนาคารกลาง รวมไปถึงมาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐอเมริกาต่ออิหร่านและเวเนซุเอลา ที่อาจจะได้รับการยกเลิกในปีนี้

### สถานการณ์ LNG

สถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนจะยังคงเป็นปัจจัยหลักที่ส่งผลกระทบต่อความผันผวนของราคาก๊าซธรรมชาติในปีนี เนื่องจากก๊าซธรรมชาติจากรัสเซียคิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 40 ของการนำเข้าก๊าซธรรมชาติทั้งหมดของสหภาพยุโรป ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคยุโรปเพื่อไปเติมเต็มระดับก๊าซธรรมชาติคงคลัง และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคเอเชียที่ยังคงเพิ่มขึ้นจากประเทศจีน อินเดียและบังคลาเทศ ทำให้คาดว่าราคา Asian Spot LNG มีโอกาสจะปรับตัวสูงขึ้นในไตรมาส 2 อย่างไรก็ตาม สำหรับปี 2565 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะมีกำลังการผลิตรวมจากโครงการเดิมและโครงการใหม่เพิ่มขึ้นประมาณ 27 ล้านตัน เป็น 422 ล้านตัน จากปี 2564 (คิดเป็นร้อยละ 7) ในขณะที่ความต้องการรวมคาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 401 ล้านตันต่อปี (ข้อมูลจาก FGE เดือนมีนาคม 2565) และคาดการณ์ราคา Asian Spot LNG เฉลี่ยทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 23 - 26 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก FGE และ Wood Mackenzie เดือนมีนาคม 2565)

### เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ธนาคารแห่งประเทศไทยคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2565 มีแนวโน้มขยายตัวที่ร้อยละ 3.2 จากการลดลงของผลกระทบจากโควิด-19 และความเสียหายเชิงลบต่าง ๆ ของเศรษฐกิจ รวมถึงการฟื้นตัวของภาคส่งออกและภาคการท่องเที่ยวจากการผ่อนคลายมาตรการต่าง ๆ โดยคาดว่าธนาคารแห่งประเทศไทยจะยังคงมาตรการทางการเงินผ่อนคลายเพื่อสนับสนุนการฟื้นตัวของเศรษฐกิจ ในขณะที่เดียวกันอัตราเงินเฟ้อจะเพิ่มขึ้นจากราคาพลังงานและอาหาร โดยธนาคารแห่งประเทศไทยยังคงเฝ้าดูผลกระทบจากระดับราคาที่สูงขึ้นและตลาดแรงงานอย่างใกล้ชิด เนื่องจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจยังคงเปราะบางและแตกต่างกันไปในแต่ละภาคส่วน

สำหรับแนวโน้มของอัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในปี 2565 คาดว่ายังคงมีความผันผวน ซึ่งเกิดจากแนวโน้มการเพิ่มความเข้มงวดของนโยบายการเงินของธนาคารกลางสหรัฐฯ และธนาคารแห่งประเทศไทย ภาวะสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน และสถานการณ์ โควิด-19 ซึ่งยังไม่คลี่คลาย อย่างไรก็ตาม ในระยะยาวคาดว่าค่าเงินบาทของเศรษฐกิจทั่วโลกจะปรับตัวดีขึ้น ทำให้ตลาดมีการเปิดรับความเสี่ยงมากขึ้นซึ่งเป็นปัจจัยซึ่งทำให้ค่าเงินบาทแข็งค่าได้ในระยะยาว

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



แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับไตรมาส 2 และปี 2565

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2565 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและสถานะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป สรุปประมาณการแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับไตรมาส 2 และปี 2565 เป็นดังนี้



- หมายเหตุ:
1. ปริมาณการขายเฉลี่ย รวมปริมาณการขายจาก ADNOC Gas Processing (AGP)
  2. บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2565 ที่ 96 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรล
  3. รวมปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้นจากการเป็นผู้ลงทุนเพียงผู้เดียวในโครงการจี 1/61
  4. EBITDA margin: อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านทาง

**ปริมาณการขาย**

- คาดการณ์ปริมาณการขายเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ที่ประมาณ 467,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เติบโตจากปี 2564 จากการรับรู้ยอดขายเต็มปีเป็นปีแรกของโครงการมาเลเซีย แพลงเอช และโครงการโอมาน แพลง 61 รวมถึงการเริ่มผลิตปิโตรเลียมของโครงการจี 1/61 และโครงการ แอลจีเรีย ฮาสตี เบอรั ราเคช ซึ่งจะเริ่มการผลิตในช่วงไตรมาส 2 ปี 2565 ด้วย

**ราคาขาย**

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้นมีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-24 เดือน บริษัทคาดว่าราคาขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยสำหรับไตรมาส 2 ปี 2565 และทั้งปี 2565 จะอยู่ที่ประมาณ 6.2 และ 6.4 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อล้านบีทียู ตามลำดับ เพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าเป็นผลจากการปรับราคาย้อนหลังของราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งได้สะท้อนช่วงที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง
- ณ สิ้นไตรมาส 1 ปี 2565 มีปริมาณน้ำมันในส่วนที่บริษัทได้เข้าทำสัญญาประกันความเสี่ยงไว้สำหรับไตรมาส 2 ถึงไตรมาส 4 ปี 2565 อยู่ที่ประมาณ 11.6 ล้านบาร์เรล ทั้งนี้ บริษัทมีความยืดหยุ่นในการปรับแผนการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันตามความเหมาะสม

**ต้นทุน**

- สำหรับไตรมาส 1 ปี 2565 และทั้งปี 2565 ปตท.สผ. คาดว่าจะสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยได้ที่ประมาณ 28-29 ดอลลาร์ สหรัฐ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ค่อนข้างใกล้เคียงกับต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของปี 2564