

## บทสรุปผู้บริหาร

บริษัทเข้าใจถึงสภาพการดำเนินธุรกิจที่เปลี่ยนแปลงไป โดยได้ปรับตัวทั้งเรื่องของโครงสร้างองค์กรและบุคลากร พร้อมทั้งการนำเทคโนโลยีต่าง ๆ เข้ามาปรับใช้ เพื่อพร้อมรับกับความเปลี่ยนแปลงและเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมไปถึงยังคงความพยายามในการสร้างการเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งเน้นบริหารการลงทุนในพื้นที่ที่เชี่ยวชาญและมีความเสี่ยงต่ำโดยหลักในประเทศไทย และภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ รวมทั้งปรับแผนการลงทุนในพื้นที่ที่ไม่ใช่พื้นที่ยุทธศาสตร์หลัก ส่วนหนึ่งของความพยายามได้แก่ การเข้าร่วมประมูลแหล่งสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุลง โดย ปตท.สผ. ยื่นประมูลร้อยละ 100 ในแหล่งบงกช และได้จับมือกับบริษัท ฟูบาตาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด เข้าประมูลในแหล่งเอราวัณ ซึ่งบริษัทมองว่าเป็นผู้ร่วมทุนที่มีประสบการณ์และมีโอกาสขยายการลงทุนในอนาคต ทั้งนี้ คาดว่าจะทราบผลการประมูลภายในปีนี้ และการขายสัดส่วนการลงทุนในแหล่งมอนทาราที่ผลิตมานานและมีต้นทุนการผลิตที่สูง นอกจากนี้ บริษัทยังอยู่ระหว่างการพัฒนาโครงการที่รอการตัดสินใจครั้งสุดท้าย (FID) โดยหลักได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน ที่คาดว่าจะสามารถ FID ภายในครั้งแรกของปี 2562 เร่งดำเนินกิจกรรมสำรวจ รวมถึงมองหาโอกาสการขยายการลงทุนในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้และภูมิภาคตะวันออกกลาง

สำหรับผลประกอบการในไตรมาส 3 ปี 2561 บริษัทมีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์สหรัฐอเมริกา (ดอลลาร์ สรอ.) ปรับตัวสูงขึ้นมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า ซึ่งโดยหลักเป็นผลจากผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินดอลลาร์ สรอ. ระหว่างไตรมาส ในส่วนของกำไรจากการดำเนินงานปกติอยู่ที่ 292 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้นส่งผลบวกต่อราคาขายเฉลี่ยให้มาอยู่ที่ 47.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ บวกกับปริมาณการขายปิโตรเลียมเฉลี่ยที่ปรับตัวดีขึ้นมาอยู่ที่ 304,940 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน จากสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นของโครงการบงกช ซึ่งบริษัทเชื่อว่าจะสามารถรักษาระดับเป้าหมายการขายเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ประมาณ 310,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน อย่างไรก็ตาม ต้นทุนต่อหน่วยในไตรมาสนี้ปรับตัวขึ้นมาอยู่ที่ 33 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เป็นผลจากค่าภาคหลวงที่ปรับตัวตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย และค่าเสื่อมราคาที่ปรับตัวขึ้นจากการซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช รวมทั้งการรับรู้สินทรัพย์พร้อมใช้งานจากโครงการเอส 1 โดยบริษัทยังคงความพยายามในการรักษาระดับต้นทุนการผลิตต่อหน่วยสำหรับปี 2561 ให้อยู่ที่ประมาณ 31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ

นอกจากนี้ บริษัทยังมีโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่งพร้อมรับโอกาสการลงทุนต่าง ๆ สะท้อนผ่านความสามารถในการสร้างกระแสเงินสดจากการดำเนินงานที่ 2,264 ล้านดอลลาร์ สรอ. และมีระดับอัตรากำไรก่อนดอกเบี้ย ภาษีและค่าเสื่อมราคา (EBITDA Margin) ที่ร้อยละ 73 สำหรับสถานะการเงินของบริษัท ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2561 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 19,210 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยเป็นส่วนของเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นรวมทั้งสิ้น 3,804 ล้านดอลลาร์ สรอ. ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,433 ล้านดอลลาร์ สรอ. ซึ่งเป็นส่วนหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,947 ล้านดอลลาร์ สรอ. และส่วนของผู้ถือหุ้น 11,777 ล้านดอลลาร์ สรอ.

## ตารางสรุปข้อมูลทางการเงินที่สำคัญ

(หน่วย: ล้านดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 3 2560	% เพิ่ม(ลด) QoQ	% เพิ่ม(ลด) YoY	เก้าเดือน 2561	เก้าเดือน 2560	% เพิ่ม(ลด) YTD
รายได้รวม	1,347	1,398	1,134	4	23	3,960	3,252	22
รายได้จากการขาย	1,293	1,338	1,064	3	26	3,792	3,079	23
EBITDA	965	992	777	3	28	2,836	2,238	27
กำไร(ขาดทุน)สำหรับงวด	113	315	(264)	>100	>100	851	305	>100
กำไร(ขาดทุน)ต่อหุ้น (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	0.03	0.07	(0.07)	>100	>100	0.20	0.06	>100
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานปกติ	336	292	218	(13)	34	932	596	56
กำไร(ขาดทุน)จากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงาน	(223)	23	(482)	>100	>100	(81)	(291)	72

## ภาพรวมเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2561

### ราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันดิบดูไบในไตรมาส 3 ปี 2561 ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากไตรมาสที่ผ่านมา โดยราคาเฉลี่ยทั้งไตรมาสอยู่ที่ 74.22 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล (ข้อมูลจาก Platts) ด้วยแรงสนับสนุนจากการมาตรการคว่ำบาตรทางด้านนิวเคลียร์ของสหรัฐฯ ต่ออิหร่าน ซึ่งคาดว่าจะขยายความรุนแรงมากกว่าที่ประมาณการไว้ เนื่องจากผู้นำเข้าน้ำมันดิบหลักอย่างบริษัทสัญชาติจีนและอินเดียแสดงท่าทีที่จะลดปริมาณหรือหยุดการซื้อน้ำมันดิบจากอิหร่าน ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบโลกมีแนวโน้มจะลดลงไปประมาณ 2 ล้านบาร์เรลต่อวัน รวมทั้ง ปัจจัยบวกอื่น ๆ ได้แก่ สถานการณ์ทางเศรษฐกิจของเวเนซุเอลาที่ยังไม่ปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้อัตราการผลิตน้ำมันดิบลดลงอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่อัตรการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐฯ เริ่มทรงตัวจากข้อจำกัดด้านท่อขนส่งที่ไม่สามารถรองรับการส่งน้ำมันดิบเพิ่มเติมจากแหล่งผลิต Shale oil ที่สำคัญอย่าง Permian ไปยังท่าเรือส่งออกได้และเป็นผลให้อัตราการผลิตน้ำมันดิบรวมของประเทศคงที่อยู่ระดับ 11 ล้านบาร์เรลต่อวัน อีกทั้ง ตลาดยังคงมีความกังวลต่อปริมาณการผลิตส่วนเกิน (Spare Capacity) ของกลุ่มโอเปก (OPEC) ที่อยู่ในระดับต่ำเพียง 1.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งอาจไม่สามารถทดแทนอุปทานที่หายไป จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้นทำให้ตลาดคาดการณ์ว่าอุปทานน้ำมันโลกเริ่มจะอยู่ในสภาวะตึงตัวสวนทางกับทิศทางของอุปสงค์ที่เริ่มปรับตัวสูงขึ้นตามการฟื้นตัวของเศรษฐกิจโลก

อย่างไรก็ตาม ยังคงมีปัจจัยกดดันราคาน้ำมันจากความเสี่ยงของเศรษฐกิจโลก โดยเฉพาะในช่วงครึ่งแรกของไตรมาส 3 จากปัญหาเศรษฐกิจในกลุ่ม Emerging Countries เช่น ตุรกี อาร์เจนตินาและอินโดนีเซีย ซึ่งเป็นกลุ่มประเทศที่มีหนี้สูง และมีโอกาสประสบปัญหาทางการเงินในสภาวะที่อัตราดอกเบี้ยโลกปรับขึ้น สงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯ กับจีนที่มีแนวโน้มจะขยายความรุนแรงมากขึ้น ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโลกและเป็นผลให้อุปสงค์น้ำมันดิบโลกไม่สามารถเติบโตได้ตามคาด

### ราคาก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas, LNG)

ราคาเฉลี่ยของ Asian Spot LNG ในไตรมาส 3 ปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 9.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Platts) ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากราคาเฉลี่ยในไตรมาส 2 ที่ประมาณ 8.8 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู โดยเป็นผลจากความต้องการ LNG ของตลาดโลกที่สูงขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนกว่าปกติ และปรับตัวสอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบโลกที่ปรับตัวสูงขึ้น

### ความต้องการใช้พลังงานในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศสำหรับ 8 เดือนแรกของปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 2.17 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.6 เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า (ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ซึ่งเป็นผลจากการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ โดยการใช้พลังงานภายในประเทศส่วนใหญ่ยังมาจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก อย่างไรก็ตาม พฤติกรรมการใช้ไฟฟ้าที่เปลี่ยนไปจากการพัฒนาเทคโนโลยี ส่งผลให้การใช้พลังงานรูปแบบต่าง ๆ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์ รวมไปถึงการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญในการตอบสนองความต้องการใช้พลังงานมากขึ้น

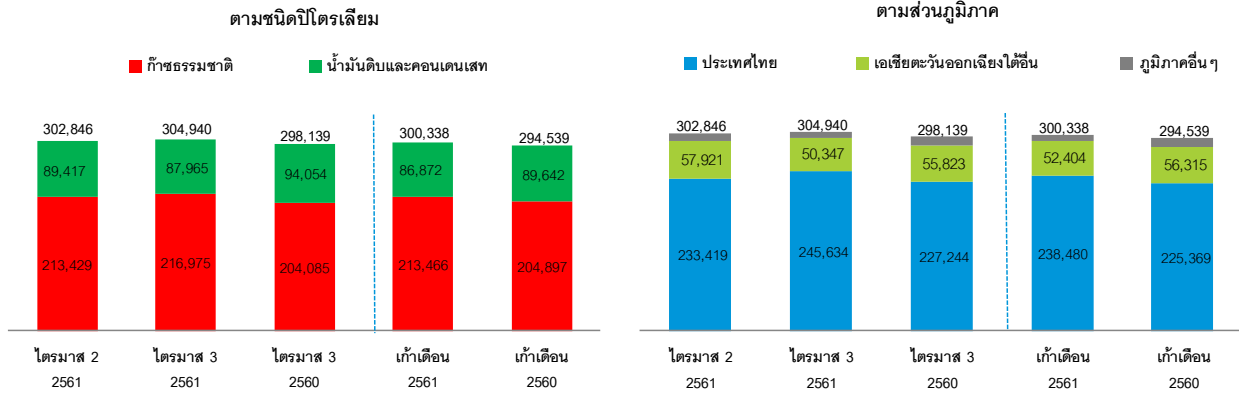
### อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ.

การเปลี่ยนแปลงค่าเงินบาทจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของ ปตท.สผ. ส่วนใหญ่ในรูปภาษีเงินได้ที่เกิดจากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชีตามมาตรฐานบัญชี สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 ค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. มีความผันผวนแต่เคลื่อนไหวอยู่ในกรอบที่แคบกว่าไตรมาสก่อน โดยค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นในช่วงกลางเดือนสิงหาคมจากการที่ธนาคารแห่งประเทศไทยปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพื่อรักษาฐานะที่เหมาะสมกับอัตราดอกเบี้ยนโยบายของสหรัฐฯ ประกอบกับสถานการณ์เศรษฐกิจไทยที่ส่งสัญญาณบวกต่อเนื่อง โดยเฉพาะในภาคการส่งออก แผนการลงทุน EEC (Eastern Economic Corridor) ของภาครัฐที่มีความชัดเจนมากขึ้น รวมถึงสถานการณ์การเมืองในประเทศและการประกาศแผนการเลือกตั้งในปี 2562 อีกทั้งยังมีเงินทุนต่างชาติที่เริ่มไหลกลับเข้าประเทศ ทั้งในตลาดตราสารหนี้และตลาดหุ้น ทั้งนี้ ทิศทางการแข็งค่าของเงินบาทในไตรมาสนี้สอดคล้องกับเงินสกุลหลักอื่นในภูมิภาค ยกเว้นเงินเปโซฟิลิปปินส์และเงินรูเปียห์อินโดนีเซียที่ได้รับแรงกดดันจากตัวเลขการขาดดุลบัญชีการค้า ซึ่งค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาส 3 อยู่ที่ 32.41 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับค่าเงินบาท ณ สิ้นไตรมาส 2 ที่ 33.17 บาทต่อดอลลาร์ สรอ. ส่งผลให้เกิดผลประโยชน์ทางภาษีที่เกี่ยวข้องกับอัตราแลกเปลี่ยน

ผลการดำเนินงาน

ปริมาณการขายและราคาเฉลี่ย

หน่วย : บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน



ราคาขายเฉลี่ยและน้ำมันดิบดูไบ (หน่วย: ดอลลาร์ สรอ.)	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 3	%	%	เก้าเดือน	เก้าเดือน	%
	2561	2561	2560	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	2561	2560	เพิ่ม(ลด) YTD
ราคาขายเฉลี่ย (BOE)	46.94	47.67	38.78	2	23	46.25	38.29	21
ราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบ (BBL)	72.07	74.22	50.43	3	47	70.10	51.06	37

ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ในไตรมาส 3 ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีปริมาณการขายเฉลี่ย 304,940 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 302,846 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน โดยหลักจากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม สำหรับราคาขายเฉลี่ยของไตรมาสนี้เพิ่มขึ้นเป็น 47.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 2 ปี 2561: 46.94 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการขายเฉลี่ยของไตรมาส 3 ปี 2561 กับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีปริมาณการขายเฉลี่ย 298,139 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม และโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น สำหรับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 47.67 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (สำหรับไตรมาส 3 ปี 2560: 38.78 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับปริมาณการขายเฉลี่ยของงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปี 2560 พบว่าปริมาณการขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 300,338 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560: 294,539 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) โดยหลักจากโครงการคอนแท็ค 4 เนื่องจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย เนื่องจากผู้ซื้อในประเทศมาเลเซียสามารถกลับมารับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม ในโครงการบงกช สำหรับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นเป็น 46.25 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560: 38.29 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ)

## ผลการดำเนินงานรวม

### ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ในไตรมาส 3 ปี 2561 ปตท.สผ.และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 202 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 113 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 292 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติสำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 44 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีกำไร 336 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 36 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม ในขณะที่ลดลงจากโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย โดยหลักจากการปรับปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นในไตรมาส 2 ปี 2561

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ ในไตรมาส 3 ปี 2561 จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 246 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีขาดทุน 223 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2561 แข็งค่าขึ้น 0.76 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ค่าเงินบาทในไตรมาส 2 ปี 2561 อ่อนค่าลง 1.94 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน และขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง 282 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตาม ในไตรมาส 3 ปี 2561 มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอหนทรา) 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

เมื่อเปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ที่มีขาดทุนสุทธิ 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ปตท.สผ. และบริษัทย่อย เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 579 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100

กำไรจากการดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2561 จำนวน 292 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 74 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีกำไร 218 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยมีสาเหตุหลักมาจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 274 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 83 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 63 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 32 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้ค่าขายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะกำไรจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติในไตรมาส 3 ปี 2561 จำนวน 23 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 505 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุน 482 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากในไตรมาส 3 ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. อย่างไรก็ตาม ในไตรมาส 3 ปี 2561 มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอหนทรา) 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิ 851 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 546 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 305 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยแบ่งเป็นกำไรจากการดำเนินงานปกติ 932 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

กำไรจากการดำเนินงานปกติ สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 จำนวน 932 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 336 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีกำไร 596 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 713 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. จากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 150 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ส่วนใหญ่มาจากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม รวมถึงโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการเอส 1 ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น 119 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากกำไรปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากรายได้ที่เพิ่มขึ้น ค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 70 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ตามรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มมากขึ้น

หากพิจารณาเฉพาะขาดทุนจากรายการที่ไม่ใช่การดำเนินงานปกติ สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 จำนวน 81 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 210 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีขาดทุน 291 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

อย่างไรก็ตาม ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยน และขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น 252 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เนื่องจากค่าเงินบาทในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 แข็งค่าขึ้นเพียง 0.27 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งน้อยกว่างวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่แข็งค่าขึ้น 2.46 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. นอกจากนี้มีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ (แหล่งมอนทาวา) 37 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ผลการดำเนินงานจำแนกตามส่วนงาน

กำไร (ขาดทุน) สุทธิ (หน่วย: ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.)	ไตรมาส 2	ไตรมาส 3	ไตรมาส 3	%	%	เก้าเดือน	เก้าเดือน	%
	2561	2561	2560	เพิ่ม(ลด) QoQ	เพิ่ม(ลด) YoY	2561	2560	เพิ่ม(ลด) YTD
สำรวจและผลิตปิโตรเลียม	219	205	(350)	(6)	>100	725	3	>100
ประเทศไทย	209	266	211	27	26	770	562	37
ต่างประเทศ	10	(61)	(561)	>(100)	89	(45)	(559)	92
- เอเชียตะวันออกเฉียงใต้	22	14	16	(36)	(13)	41	44	(7)
- ออสเตรเลีย	(2)	(60)	(21)	>(100)	>(100)	(62)	(38)	(63)
- อเมริกา	(4)	(17)	(559)	>(100)	97	(22)	(561)	96
- แอฟริกา	(6)	2	3	>100	(33)	(2)	(4)	50
ท่อขนส่งก๊าซ	78	82	69	5	19	224	175	28
สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ	(184)	28	17	>100	65	(98)	127	>(100)
<b>รวม</b>	<b>113</b>	<b>315</b>	<b>(264)</b>	<b>&gt;100</b>	<b>&gt;100</b>	<b>851</b>	<b>305</b>	<b>&gt;100</b>

### ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 202 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับกำไรสุทธิสำหรับไตรมาส 2 ปี 2561 จำนวน 113 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นของส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 212 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย 57 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่มีการเปลี่ยนแปลงลดลงจากเขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

#### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

ในไตรมาส 3 ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีกำไรสุทธิ 28 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 212 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิ 184 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในไตรมาส 3 ปี 2561 แข็งค่าขึ้น 0.76 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่ค่าเงินบาทในไตรมาส 2 ปี 2561 อ่อนค่าลง 1.94 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง รวมทั้งรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน

#### ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

- ประเทศไทย

ประเทศไทยมีกำไรสุทธิ 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 57 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือ ร้อยละ 27 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีกำไรสุทธิ 209 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้น ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ลดลง รวมทั้งรายได้ค่าขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสียและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น

- เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 3 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 58 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 2 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากขาดทุนจากการขายแหล่งมอนทาวา

### ไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 315 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น 579 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 264 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 542 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และในประเทศไทย 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลียมีการเปลี่ยนแปลงลดลง 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.



## ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

### ● เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

ในไตรมาส 3 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิ 17 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 542 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 97 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 559 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากในไตรมาส 3 ปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ● ประเทศไทย

ในไตรมาส 3 ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 266 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 55 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 26 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิจำนวน 211 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม

### ● เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย

ในไตรมาส 3 ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์ออสเตรเลีย มีขาดทุนสุทธิ 60 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 39 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิ 21 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากขาดทุนจากการขายแหล่งมอนทรา ในขณะที่ยังคงมีค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายลดลง โดยหลักจากการปรับปริมาณสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นในไตรมาส 4 ปี 2560

## งวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 มีกำไรสุทธิ 851 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 546 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 305 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. โดยหลักจากการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มขึ้นของส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตภูมิศาสตร์อเมริกา 539 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. และในประเทศไทย 208 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ในขณะที่เปลี่ยนแปลงลดลงในส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ 225 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

## ส่วนงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

### ● เขตภูมิศาสตร์อเมริกา

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 เขตภูมิศาสตร์อเมริกา มีขาดทุนสุทธิจำนวน 22 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. ลดลง 539 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 96 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีขาดทุนสุทธิจำนวน 561 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักจากในปี 2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ 558 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ.

### ● ประเทศไทย

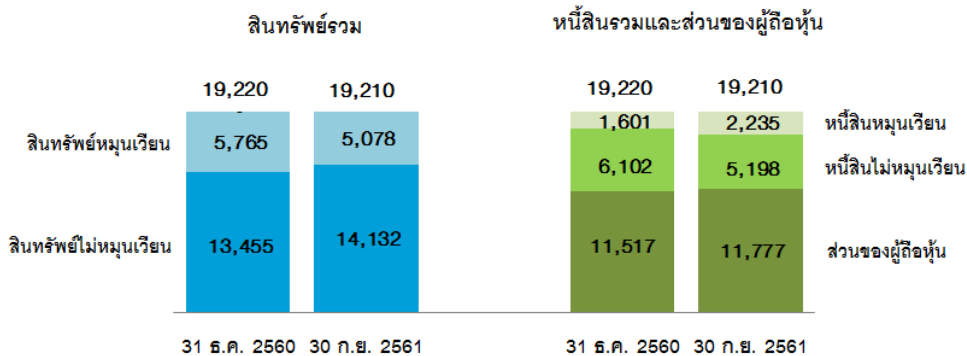
สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ประเทศไทย มีกำไรสุทธิ 770 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เพิ่มขึ้น 208 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือร้อยละ 37 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 562 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากรายได้ค่าขายที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ค่าเสื่อมราคา ค่าสูญเสีย และค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น ส่วนใหญ่จากโครงการบงกชจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่ม รวมทั้งโครงการคอนแทร์ค 4 และโครงการเอส 1 ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น รวมทั้งมีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น

### สำนักงานใหญ่และอื่น ๆ

สำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 ส่วนงานสำนักงานใหญ่และอื่น ๆ มีขาดทุนสุทธิ 98 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. เปลี่ยนแปลงลดลง 225 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. หรือมากกว่าร้อยละ 100 เมื่อเปรียบเทียบกับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่มีกำไรสุทธิ 127 ล้านดอลลาร์ สหรัฐ. สาเหตุหลักมาจากค่าเงินบาทในงวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2561 แข็งค่าขึ้นเพียง 0.27 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ซึ่งน้อยกว่างวดเก้าเดือนสิ้นสุดเดือนกันยายน ปี 2560 ที่แข็งค่าขึ้น 2.46 บาทต่อดอลลาร์ สหรัฐ. ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้เพิ่มขึ้นและรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน

## ฐานะการเงิน

หน่วย : ล้านบาท



### สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 19,210 ล้านบาท ลดลง 10 ล้านบาท จากสินทรัพย์รวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 19,220 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- (1) สินทรัพย์หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด เงินลงทุนระยะสั้น และลูกหนี้บริษัทใหญ่ มีจำนวนลดลง 687 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิกับเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 664 ล้านบาท
- (2) สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการร่วมทุนภายใต้บัญชีที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ สินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า และค่าความนิยม โดยสินทรัพย์ไม่หมุนเวียนมีจำนวนเพิ่มขึ้น 677 ล้านบาท สาเหตุหลักเป็นผลจากที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ และค่าความนิยมเพิ่มขึ้น 609 ล้านบาท โดยหลักจากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช

### หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 7,433 ล้านบาท ลดลง 270 ล้านบาท จากหนี้สินรวม ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 7,703 ล้านบาท เป็นผลมาจาก

- (1) หนี้สินหมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายและคาดว่าจะต้องจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจพาณิชย์เงินได้ค้างจ่าย ค่าใช้จ่ายค้างจ่ายและส่วนของหนี้สินทางการเงินระยะยาวที่ถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปี โดยเพิ่มขึ้น 634 ล้านบาท ส่วนใหญ่มาจากสิ่งตอบแทนที่จะจ่ายและคาดว่าจะต้องจ่ายในอนาคตจากการซื้อธุรกิจเพิ่มขึ้น 512 ล้านบาท จากการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช
- (2) หนี้สินไม่หมุนเวียนส่วนใหญ่ประกอบด้วยประมาณการหนี้สินค่ารั่วถอนอุปกรณ์การผลิต หนุนกู้ และหนี้สินพาณิชย์เงินได้รอการตัดบัญชี โดยมีจำนวนลดลง 904 ล้านบาท ส่วนใหญ่จากการจ่ายชำระเงินกู้ยืมระยะยาว 575 ล้านบาท และจากการจัดประเภทหนุนกู้ที่จะถึงกำหนดชำระภายใน 1 ปีไปอยู่ภายใต้หนี้สินหมุนเวียนจำนวน 404 ล้านบาท

### โครงสร้างเงินทุนบริษัท

โครงสร้างเงินทุน ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ประกอบด้วยส่วนทุน 11,777 ล้านบาท และหนี้สินรวม 7,433 ล้านบาท ซึ่งเป็นหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 1,947 ล้านบาท โดยมีต้นทุนเงินกู้ถัวเฉลี่ยร้อยละ 5.32 และมีอายุเงินกู้ถัวเฉลี่ย 8.91 ปี ทั้งนี้หนี้สินที่มีดอกเบี้ยของบริษัททั้งหมดอยู่ในรูปของสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ โดยมีอัตราดอกเบี้ยคงที่

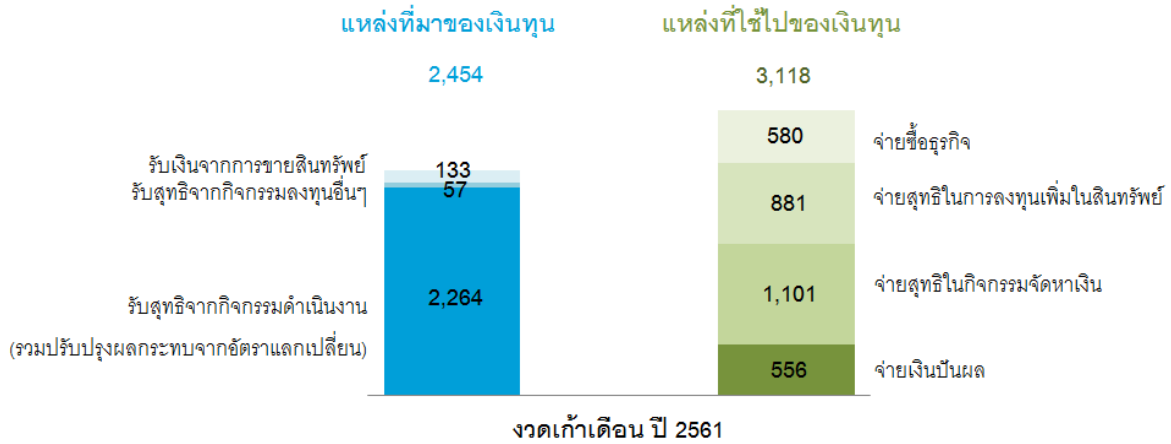
ในไตรมาส 1 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิตามกำหนด 2,500 ล้านบาท

ในไตรมาส 2 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการจ่ายชำระเงินกู้ยืมแบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิก่อนกำหนด 575 ล้านบาท

สำหรับไตรมาส 3 ปี 2561 บริษัทได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้แบบไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิตามกำหนด 323 ล้านบาท

กระแสเงินสด

หน่วย : ล้านดอลลาร์ สรอ.



ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท.สผ. และบริษัทย่อย มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมทั้งเงินลงทุนระยะสั้นซึ่งเป็นเงินฝากประจำธนาคารที่มีอายุมากกว่า 3 เดือนแต่ไม่เกิน 12 เดือน จำนวน 3,804 ล้านดอลลาร์ สรอ. ลดลง 664 ล้านดอลลาร์ สรอ. เมื่อเปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560 ซึ่งมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด รวมเงินลงทุนระยะสั้น จำนวน 4,468 ล้านดอลลาร์ สรอ.

แหล่งที่มาของเงินทุนจำนวน 2,454 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดรับสุทธิจากกิจกรรมดำเนินงาน ซึ่งเป็นผลสุทธิจากเงินสดรับจากการขายได้จากการขายสุทธิกับเงินสดจ่ายสำหรับค่าใช้จ่ายและภาษีเงินได้

แหล่งที่ใช้ไปของเงินทุนจำนวน 3,118 ล้านดอลลาร์ สรอ. โดยหลักเป็นเงินสดจ่ายสุทธิในการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่มาจากการลงทุนในโครงการชอติกา และโครงการเอส 1 รวมทั้งการเข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนเพิ่มในโครงการบงกช สำหรับเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายชำระคืนเงินกู้ยืมและหุ้นกู้ รวมทั้งจ่ายเงินปันผลสำหรับงวด 6 เดือนหลังของปี 2560 และสำหรับงวด 6 เดือนแรกของปี 2561

อัตราส่วนทางการเงินที่สำคัญ

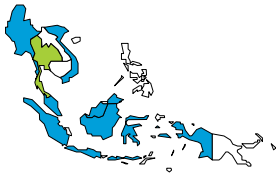
	ไตรมาส 2 2561	ไตรมาส 3 2561	ไตรมาส 3 2560	เก้าเดือน 2561	เก้าเดือน 2560
<b>อัตราส่วนความสามารถในการทำกำไร (ร้อยละ)</b>					
อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย	73.20	72.55	71.37	73.28	71.39
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	4.80	9.91	2.55	9.91	2.55
อัตรากำไรสุทธิ	11.23	21.71	6.69	21.71	6.69
<b>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน (เท่า)</b>					
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	0.19	0.17	0.26	0.17	0.26
อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA	0.74	0.66	0.98	0.66	0.98

หมายเหตุ:

- อัตราส่วน EBITDA ต่อรายได้จากการขาย = อัตราส่วนกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคา ต่อรายได้จากการขายรวมรายได้จากการบริการค่าผ่านท่อ
- อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น = กำไรสุทธิย้อนหลัง 12 เดือนต่อส่วนของผู้ถือหุ้นเฉลี่ย
- อัตรากำไรสุทธิ = กำไรสุทธิต่อรายได้รวม (ย้อนหลัง 12 เดือน)
- อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น
- อัตราส่วนหนี้สินต่อ EBITDA = หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเฉลี่ยต่อกำไรก่อนหักดอกเบี้ย ภาษี และค่าเสื่อมราคาย้อนหลัง 12 เดือน



## ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ



ประเทศไทยและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้



ทวีปอเมริกา



ทวีปออสเตรเลีย



ทวีปแอฟริกา

ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2561 ปตท.สผ. มีโครงการและการดำเนินกิจกรรมทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศรวมจำนวน 40 โครงการใน 11 ประเทศ โดยมีความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ ดังนี้

### โครงการในประเทศไทย

ปตท.สผ. มีโครงการในประเทศไทยจำนวน 16 โครงการ ส่วนใหญ่เป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ทั้งในอ่าวไทยและบนบก ในไตรมาสนี้โครงการในประเทศไทยมีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมอยู่ที่ 245,634 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 80 ของปริมาณการขายทั้งหมด โดยกิจกรรมที่สำคัญของโครงการผลิตหลัก ได้แก่ **โครงการบงกช** สามารถรักษาระดับการผลิตได้ตามแผน นอกจากนี้ บริษัทได้ทำการยื่นประมูลเพื่อขอรับการคัดเลือกเป็นผู้ดำเนินการแหล่งบงกช รวมทั้งแหล่งเอราวัณที่กำลังจะหมดอายุลง ซึ่งคาดว่าจะทราบผลการประมูลภายในปลายปี 2561 **โครงการเอส 1** ได้ทำการขุดเจาะหลุมผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตในอนาคต และ **แหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร์ค 4** อยู่ระหว่างเตรียมการพัฒนา โดยคาดว่าจะสามารถผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตของโครงการสำหรับน้ำมันดิบที่ 25,000 บาร์เรลต่อวันและก๊าซธรรมชาติที่ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 8,300 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

### โครงการในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 15 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ (เมียนมาร์) สาธารณรัฐสังคมนิยมเวียดนาม (เวียดนาม) ประเทศมาเลเซีย และสาธารณรัฐอินโดนีเซีย (อินโดนีเซีย) ในไตรมาสนี้ โครงการในภูมิภาคนี้มีปริมาณการขายเฉลี่ยรวมที่ 50,347 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 17 ของปริมาณการขายทั้งหมด

กิจกรรมที่สำคัญของ **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** อาทิ **โครงการซอดัก้า** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล อ่าวมาละตะมะของเมียนมาร์ โครงการได้เสร็จสิ้นการเจาะหลุมผลิตบนแท่นผลิตเฟส 1C จำนวน 2 แท่นจากทั้งหมดจำนวน 4 แท่น เพื่อคงกำลังการผลิต ในไตรมาสนี้โครงการมีปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 296 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 47,329 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน) ซึ่งต่ำกว่าแผนเล็กน้อย เนื่องจากสถานการณ์น้ำท่วมและมีการใช้พลังงานแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า แต่คาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยทั้งปีของโครงการจะเป็นไปตามแผนที่ตั้งไว้ **โครงการเวียดนาม 16-1** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเวียดนาม ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการดำเนินการเจาะหลุมผลิตเพิ่มเติมเพื่อรักษาระดับการผลิต ในไตรมาสนี้โครงการมีปริมาณการขายน้ำมันดิบเฉลี่ย 15,816 บาร์เรลต่อวันและปริมาณการขายก๊าซธรรมชาติเฉลี่ย 8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ประมาณ 1,734 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน)

สำหรับ **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ส่วนใหญ่จะอยู่ในเมียนมาร์ทั้งบนบกและในทะเล อาทิ **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 3** อยู่ในระหว่างการเจรจาขอบการพัฒนาเชิงพาณิชย์กับรัฐบาลเมียนมาร์ โดยโครงการอยู่ระหว่างการเตรียมแผนการพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) เพื่อยื่นต่อรัฐบาลภายในไตรมาส 4 ปี 2561 **โครงการเมียนมาร์ MD-7** อยู่ระหว่างเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจ **โครงการเมียนมาร์ เอ็ม 11** อยู่ระหว่างการเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจ รวมทั้งหาผู้ร่วมทุนเพื่อบริหารความเสี่ยงของโครงการ **โครงการเมียนมาร์ เอ็มโอจีอี 3** อยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจ โดยคาดว่าจะดำเนินการเจาะจำนวน 1 หลุมในไตรมาส 4 ปี 2561 สำหรับมาเลเซีย **โครงการซาราวัคเอสเค 410 บี** อยู่ระหว่างการประมวลผลข้อมูลด้านธรณีวิทยาและศักยภาพทางปิโตรเลียม เพื่อเตรียมแผนการเจาะหลุมสำรวจ **โครงการซาราวัคเอสเค 417** และ**โครงการซาราวัคเอสเค 438** ได้เซ็นสัญญาแบ่งปันผลผลิตในเดือนมีนาคม 2561 ปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินการเพื่อวางแผนการสำรวจ **โครงการเวียดนาม บี และ 48/95** และ**โครงการเวียดนาม 52/97** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเลของเวียดนาม โครงการได้รับการอนุมัติแผนพัฒนาโครงการ (Field Development Plan) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ปัจจุบันโครงการอยู่ระหว่างการเจรจาสัญญาเชิงพาณิชย์เพื่อขอรับการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (Final Investment Decision หรือ FID) ต่อไป ทั้งนี้ คาดว่าจะเริ่มผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ได้ในช่วงปลายปี 2565 ด้วยกำลังการผลิตที่จะค่อย ๆ เพิ่มไปสู่ระดับ 490 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

## โครงการในทวีปอเมริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 5 โครงการ ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศแคนาดา (แคนาดา) สหพันธรัฐบราซิล (บราซิล) และสหรัฐอเมริกา (เม็กซิโก) โดยโครงการทั้งหมดเป็น **โครงการที่อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)**

**โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์** ตั้งอยู่ในแคว้นอัลเบอร์ตาของแคนาดา ปัจจุบันอยู่ในระหว่างการปรับแผนการดำเนินการให้สอดคล้องกับสถานการณ์ปัจจุบัน

โครงการร่วมทุนในบราซิลจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการบารารินเนียส เอพี 1** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Barreirinhas นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล และ **โครงการบราซิล บีเอ็ม อีเอส 23** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Espirito Santo นอกชายฝั่งทางตะวันออกเฉียงเหนือของบราซิล ปัจจุบันทั้งสองโครงการอยู่ระหว่างการศึกษาด้านธรณีวิทยาและศักยภาพของปิโตรเลียม

โครงการร่วมทุนในเม็กซิโกจำนวน 2 โครงการ ได้แก่ **โครงการเม็กซิโก แปลง 12 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Mexican Ridges ทางตะวันตกของอ่าวเม็กซิโก และ **โครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4)** ตั้งอยู่บริเวณแห่ง Campeche ทางใต้ของอ่าวเม็กซิโก โดยทั้งสองแหล่งนี้อยู่ระหว่างการเตรียมการยื่นแผนสำรวจต่อ National Commission Hydrocarbons ของเม็กซิโก ภายในไตรมาส 4 ปี 2561

## โครงการในทวีปออสเตรเลีย

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 1 โครงการ คือ **โครงการพีทีทีพี ออสเตรเลีย** ตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ประกอบด้วย 10 แปลงสัมปทาน

สำหรับ **แหล่งที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** คือ **แหล่งมอนทารา** โครงการมีปริมาณการขายเฉลี่ยในไตรมาสนี้อยู่ที่ 7,252 บาร์เรลต่อวัน

สำหรับ **แหล่ง Cash Maple** ที่อยู่ใน **ระยะเวลาสำรวจ (Exploration Phase)** ได้เสร็จสิ้นการศึกษาวិชากรรมเบื้องต้น (Pre-FEED Study) และอยู่ระหว่างการศึกษานโยบายการพัฒนาโครงการที่เหมาะสม และสำหรับ **แปลงสำรวจ AC/P54** ปัจจุบันอยู่ระหว่างการเตรียมการเจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม

## โครงการในแอฟริกา

ปตท.สผ. มีโครงการในภูมิภาคนี้จำนวน 3 โครงการ ตั้งอยู่ในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนแอลจีเรีย (แอลจีเรีย) และสาธารณรัฐโมซัมบิก (โมซัมบิก)

**โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี** ซึ่งเป็น **โครงการที่ดำเนินการผลิตแล้ว (Production Phase)** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย ในไตรมาส 3 ปี 2561 โครงการมีปริมาณการผลิตเฉลี่ย 17,428 บาร์เรลต่อวัน

**โครงการแอลจีเรีย ฮาสลิ เบอร์ ราเคซ** ตั้งอยู่บนบกทางทิศตะวันออกของแอลจีเรีย โครงการได้รับอนุมัติแผนพัฒนาจากรัฐบาลแอลจีเรียเมื่อเดือนเมษายน 2561 โดยแผนการพัฒนาโครงการจะแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ระยะแรกมีกำลังการผลิต 10,000-13,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งคาดว่าจะสามารถเริ่มผลิตในปี 2563 และในปี 2567 จะสามารถเริ่มผลิตระยะที่ 2 โดยจะเพิ่มปริมาณการผลิตเป็น 50,000-60,000 บาร์เรลต่อวัน

**โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน** เป็นโครงการก๊าซธรรมชาติเหลวขนาดใหญ่ ซึ่ง **อยู่ระหว่างการสำรวจ (Exploration Phase)** ตั้งอยู่นอกชายฝั่งของโมซัมบิก มีความคืบหน้าที่สำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่ การเตรียมพื้นที่ก่อสร้างเพื่อรองรับการดำเนินการก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก โดยได้คัดเลือกผู้รับเหมางานติดตั้งอุปกรณ์นอกชายฝั่งทะเล (Offshore Installation) เป็นที่เรียบร้อยแล้ว และอยู่ระหว่างการสรุปสัญญาก่อสร้างโรงงานผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวบนบก (Onshore LNG Liquefaction Plant) นอกจากนี้ โครงการอยู่ในระหว่างการดำเนินการลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG Sale and Purchase Agreement) ระยะยาวกับผู้ซื้อรายต่าง ๆ รวมทั้งเจรจาสัญญาเงินกู้ในรูปแบบ Project Finance กับสถาบันการเงินเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย (FID) ในครั้งแรกของปี 2562 โดยคาดว่าจะสามารถผลิตเชิงพาณิชย์ได้ในปี 2566 ด้วยกำลังการผลิต 12 ล้านตันต่อปี

## กลยุทธ์การบริหารจัดการ

### การบริหารการลงทุน

ปตท.สผ. ยังคงดำเนินแผนกลยุทธ์ตามแนวทาง 3R ซึ่งประกอบไปด้วย RESET REFOCUS และ RENEW อย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับความท้าทายของธุรกิจพลังงานในอนาคต และช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน รวมไปถึงส่งเสริมการเติบโตอย่างยั่งยืน

**RESET** ผ่านการปรับโครงสร้างองค์กรให้มีความพร้อมรับมือกับการเปลี่ยนแปลงของธุรกิจพลังงาน และเพิ่ม ประสิทธิภาพในการบริหารงานผ่านการใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัย แต่ยังคงความพยายามในการควบคุมต้นทุนการผลิตอย่างต่อเนื่องเพื่อให้อยู่ในระดับที่แข่งขันได้

**REFOCUS** เพื่อเน้นสร้างฐานการเติบโตของปริมาณการผลิตและปริมาณสำรอง โดยเน้นปรับแผนการลงทุนให้สอดคล้องกับสถานการณ์พลังงานปัจจุบันผ่านแนวทางหลัก ดังนี้

- ปรับการลงทุนในพื้นที่ที่ไม่ใช่พื้นที่ยุทธศาสตร์หลักของบริษัท (Portfolio Rationalization) สะท้อนผ่านการขายสัดส่วนการลงทุนทั้งหมดในแหล่งมอนทารา ซึ่งแล้วเสร็จไปเมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 อย่างไรก็ตาม การส่งต่อการดำเนินการ (Operatorship Transfer) ของ ปตท.สผ. ให้กับผู้ซื้อจะเสร็จสมบูรณ์เมื่อได้รับการอนุมัติจาก National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) โดยคาดว่าจะได้รับอนุมัติภายในปีหน้า
- เร่งรัดโครงการที่รอการพัฒนาเพื่อผลักดันการตัดสินใจลงทุนขั้นสุดท้าย ได้แก่ โครงการโมซัมบิก โรมา ออฟชอร์ แอเรีย วัน โครงการแอลจีเรีย ฮาสตี เบอร์ ราเคซ โครงการเวียดนาม บี และ 48/95 และโครงการเวียดนาม 52/97 และแหล่งอุบลภายใต้โครงการคอนแทร์ค 4
- เน้นการลงทุนในพื้นที่ยุทธศาสตร์ที่เชี่ยวชาญและมีประสบการณ์ (Coming-Home Strategy) ผ่านกิจกรรมที่สำคัญ ได้แก่ การยื่นประมูลแหล่งสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุทั้ง 2 แหล่ง โดย ปตท. ได้ยื่นประมูลแหล่งบงกชในสัดส่วนร้อยละ 100 และในเอราวัณ ปตท.สผ. ได้เข้าร่วมกับบริษัท มูบาดาลา ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด (มูบาดาลา) ในสัดส่วนร้อยละ 60 และ 40 ตามลำดับ ซึ่งปัจจุบันมูบาดาลาได้ดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตในอ่าวไทย จึงมีความเชี่ยวชาญในพื้นที่และยังมองเห็นโอกาสในการขยายการลงทุนร่วมกันในอนาคต นอกจากนี้ บริษัทยังเน้นเร่งกิจกรรมสำรวจในประเทศไทย เมียนมาร์และมาเลเซีย ซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณสำรองปิโตรเลียมในระยะยาว
- มองหาโอกาสการลงทุนในพื้นที่อื่น ๆ ที่มีศักยภาพพร้อมกับผู้ร่วมทุนที่มีความเชี่ยวชาญ (Strategic Alliance) โดยเน้นภูมิภาคตะวันออกกลาง เนื่องจากเป็นภูมิภาคที่มีต้นทุนในการดำเนินการที่ต่ำ (Low Cost Barrel) และสอดคล้องกับนโยบายการลงทุนของบริษัท

**RENEW** เพื่อปรับตัวและรับมือกับความท้าทายทางธุรกิจ มองหาโอกาสต่อยอดการลงทุนจากธุรกิจที่บริษัทมีความเชี่ยวชาญ รวมถึงศึกษาโอกาสทางธุรกิจใหม่ที่มีศักยภาพ อาทิ การขยายการลงทุนในพื้นที่ที่มีตลาดรองรับในการขายปิโตรเลียมในเมียนมาร์ในรูปแบบของ Gas-to-Power สำหรับไตรมาสนี้ บริษัทได้ทำการจัดตั้งบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวเนเจอร์ส จำกัด เพื่อรองรับการลงทุนในธุรกิจด้านปัญญาประดิษฐ์และหุ่นยนต์ โดยมีจุดมุ่งหมายหลักในการเพิ่มประสิทธิภาพในดำเนินการผลิต สร้างความปลอดภัยต่อผู้ปฏิบัติงานและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

### การบริหารจัดการเงินทุน

ปตท.สผ. ให้ความสำคัญกับประสิทธิภาพในการบริหารจัดการทางการเงิน โดยมุ่งเน้นการสร้างวินัยทางการเงินและรักษาโครงสร้างทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดย ณ สิ้นไตรมาส 3 ปี 2561 บริษัทมีสถานะทางการเงินที่แข็งแกร่งด้วยเงินสดในมือประมาณ 3.8 พันล้านดอลลาร์ สรอ. และมีอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้นที่ต่ำกว่า 0.2 เท่า ซึ่งอยู่ภายใต้กรอบนโยบายการเงินของบริษัท และมีสภาพคล่องพร้อมรองรับแผนการลงทุนเพื่อรักษาระดับการผลิตให้เป็นไปตามแผนงาน รวมถึงรองรับค่าใช้จ่ายเพื่อเร่งพัฒนาโครงการต่าง ๆ การขุดเจาะสำรวจตามแผนการลงทุนและการเข้าซื้อกิจการที่สอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ของบริษัท

นอกจากนี้ บริษัทอยู่ระหว่างเตรียมความพร้อมในการทดสอบระบบการโอนเงินระหว่างประเทศ (Cross-Border Payment) บนเทคโนโลยี Blockchain เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการโอนเงินระหว่างประเทศของ ปตท.สผ. กับคู่ค้าและผู้ให้บริการต่าง ๆ ให้มีความรวดเร็วและลดต้นทุนในการดำเนินงาน

## การบริหารต้นทุน

บริษัทบริหารต้นทุนในการดำเนินงานผ่านโครงการ SPEND SMART to Business Sustainability ด้วยแนวคิด “คิดใหม่ ทำใหม่ ให้ได้ผล” อย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการควบคุมค่าใช้จ่ายและเพิ่มประสิทธิภาพในการดำเนินงานตามแนวทางต่าง ๆ อาทิ ลดจำนวนวันและค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม เพิ่มประสิทธิภาพการก่อสร้างและออกแบบแท่นผลิต เจาะเพื่อลดต้นทุนการจัดซื้อจัดจ้างอุปกรณ์และบริการต่าง ๆ ทั้งที่มีอยู่ในปัจจุบันและที่จะจัดจ้างในอนาคต รวมถึงบริหารจัดการด้านโลจิสติกส์ เช่น การลดจำนวนเรือ การลดการสั่งซื้ออุปกรณ์การผลิตเพื่อมาเก็บไว้ เป็นต้น

ทั้งนี้ บริษัทเชื่อว่าแนวทางดังกล่าวจะช่วยให้บริษัทสามารถรักษาต้นทุนต่อหน่วยสำหรับปี 2561 ในช่วงประมาณ 31 ดอลลาร์ สหรัฐ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ แต่อย่างไรก็ตาม ในไตรมาส 3 ปี 2561 ต้นทุนต่อหน่วยปรับตัวสูงขึ้นมาอยู่ที่ 33 ดอลลาร์ สหรัฐ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ เป็นผลมาจากค่าภาคหลวงที่ปรับตัวตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย และค่าเสื่อมราคาที่ปรับตัวขึ้นจากการซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช รวมทั้งการรับรู้สินทรัพย์พร้อมใช้งานเพิ่มขึ้นจากโครงการเอส 1

## การพัฒนาอย่างยั่งยืน

ปตท.สผ. ยึดแนวทางการพัฒนาอย่างยั่งยืนตามแนวปฏิบัติสากล และร่วมเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการพัฒนาอย่างยั่งยืน (Sustainable Development Goals หรือ SDGs) ขององค์การสหประชาชาติ ส่งผลให้ได้รับคัดเลือกเป็นสมาชิกกลุ่มดัชนีความยั่งยืนดาวโจนส์ (DJSI) ต่อเนื่องเป็นปีที่ 5 ในกลุ่มน้ำมันและก๊าซ ประเภทธุรกิจขั้นต้นและธุรกิจครบวงจร (Oil and Gas Upstream and Integrated Industry) โดยสะท้อนผ่านการดำเนินงานครอบคลุมทั้งด้านธุรกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม กิจกรรมสำคัญในไตรมาสนี้ ได้แก่

**ด้านธุรกิจ** ปตท.สผ. จัดสรรงบประมาณเพื่อการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีประมาณร้อยละ 3 ของกำไรสุทธิในแต่ละปี โดยมีความคืบหน้าของโครงการในด้านต่าง ๆ ดังนี้

- **เทคโนโลยีเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการใช้คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าเพื่อติดตามการเคลื่อนที่ของน้ำที่อัดสูงขึ้นกักเก็บปิโตรเลียมในระหว่างกระบวนการผลิต ซึ่งปัจจุบันอยู่ในขั้นตอนการทดสอบเพื่อยืนยันผลการศึกษา นอกจากนี้ บริษัทได้ลงนามความร่วมมือพัฒนาเทคโนโลยีกับ บริษัท Petroliam Nasional Berhad หรือ PETRONAS เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม
- **เทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม** ได้แก่ โครงการลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ปล่อยออกสู่ชั้นบรรยากาศโดยการเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่า ซึ่งประสบความสำเร็จในระดับห้องปฏิบัติการและอยู่ระหว่างการพัฒนากระบวนการต้นแบบต่อไป
- **เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจปิโตรเลียม** ได้แก่ โครงการพัฒนาหุ่นยนต์ตรวจสอบท่อส่งปิโตรเลียมใต้ทะเล ซึ่งอยู่ระหว่างการพัฒนาต้นแบบ และโครงการหุ่นยนต์ซ่อมแซมท่อใต้ทะเล ซึ่งปัจจุบันอยู่ระหว่างการพัฒนาแบบทางวิศวกรรมของหุ่นยนต์ต้นแบบ

**ด้านสังคม** ปตท.สผ. มุ่งมั่นที่จะดำเนินธุรกิจด้วยความรับผิดชอบต่อสังคมและชุมชนอย่างต่อเนื่อง โดยเน้นการพัฒนา 4 ด้าน ได้แก่ สิ่งแวดล้อม ความต้องการพื้นฐาน การศึกษา และวัฒนธรรม กิจกรรมที่สำคัญในไตรมาสนี้ อาทิ การขยายเครือข่ายกลุ่มอนุรักษ์ทรัพยากรทางทะเลในจังหวัดสงขลา การศึกษาความอุดมสมบูรณ์ของสิ่งมีชีวิตและการใช้ประโยชน์จากแหล่งเรียนรู้เรือหลวงปราบและเรือหลวงสัตกูด และการจัดกิจกรรมซ่อมหุ่นจอดเรือ จังหวัดสุราษฎร์ธานี การอบรมช่างเชื่อมโลหะ ณ ศูนย์ฝึกวิชาชีพรักษ์ดิน (Yankin Skill Training Center) ภายใต้โครงการพัฒนาศักยภาพแรงงานในเมียนมาร์

**ด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม** ปตท.สผ. มีระบบการบริหารจัดการด้านความปลอดภัย มั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม (Safety, Security, Health and Environment Management System – SSHE MS) ในการดำเนินงานของบริษัท โดยมุ่งเน้นให้เกิดความสูญเสียน้อยที่สุดในไตรมาส 3 ปี 2561 อัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บจนถึงขั้นหยุดงาน (LTIF) ของ ปตท.สผ. เท่ากับ 0.10 และอัตราการเกิดอุบัติเหตุที่มีการบาดเจ็บทั้งหมด (TRIR) เท่ากับ 0.82 ซึ่งทั้ง LTIF และ TRIR อยู่ในระดับเทียบเคียงกับค่าเฉลี่ยของสมาคมผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซนานาชาติ (IOGP) อีกทั้ง ปตท.สผ. ยังมุ่งมั่นที่จะเป็นองค์กรที่มี Low Carbon Footprint โดยตั้งเป้าลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมดำเนินงานของบริษัทให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายในปี 2573 เมื่อเปรียบเทียบกับปีฐาน 2555 ณ สิ้นไตรมาส 3 ของปี 2561 ปตท.สผ. สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ร้อยละ 4.6 เมื่อเทียบกับปี 2555



## แนวโน้มภาพรวมธุรกิจในอนาคต

### ราคาน้ำมันดิบ

สำหรับในไตรมาส 4 ของปี 2561 แนวโน้มราคาเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบยังมีความผันผวนสูง โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวอยู่ที่ 75-90 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล โดยมีปัจจัยบวกด้านอุปทานที่ลดลงจากการที่สหรัฐฯ ดำเนินนโยบายคว่ำบาตรอิหร่านทางด้านนิวเคลียร์ และคว่ำบาตร เวเนซุเอลาทางการเงิน ส่งผลให้เวเนซุเอลาขาดแหล่งเงินทุนในการซ่อมแซมท่าเรือการส่งออกน้ำมันดิบ รวมไปถึง การผลิตน้ำมันดิบในสหรัฐฯ ที่ชะลอตัวเนื่องจากข้อจำกัดด้านท่อขนส่งน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันยังคงมีความผันผวนจากการผลิตของกลุ่มโอเปก (OPEC) เช่น ซาอุดีอาระเบีย อิรักและลิเบีย และกลุ่มประเทศนอกโอเปก (Non-OPEC) อย่างรัสเซียที่มีแนวโน้มสูงขึ้น อุปสงค์จากสภาพเศรษฐกิจในหลาย ประเทศที่มีแนวโน้มชะลอตัว อีกทั้ง ประเด็นเรื่องสงครามการค้าระหว่างจีนสหรัฐฯ ที่หากไม่สามารถบรรลุข้อตกลงกันได้ อาจส่งผลต่อความเชื่อมั่น ของตลาดและกระทบต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจของโลก

ในส่วนของปัจจัยสำคัญที่ต้องจับตามองอื่น ๆ ที่มีผลต่อทิศทางราคาน้ำมันดิบ อาทิ การตอบรับจากนานาประเทศต่อการคว่ำบาตร อิหร่านโดยสหรัฐฯ ที่จะมีผลบังคับใช้ในเดือนเดือนพฤศจิกายนนี้ รวมถึงการประชุมโอเปกที่ในเดือนธันวาคมนี้ เพื่อหารือถึงความร่วมมือในการลด กำลังการผลิตระหว่างกลุ่มผู้ผลิตในอนาคต

### สถานการณ์ LNG

สำหรับไตรมาส 4 ปี 2561 คาดว่าสถานการณ์ LNG ในตลาดโลกจะยังคงอยู่ในสภาวะผันผวน โดยคาดว่าจะมีกำลังการผลิตเพิ่มเติม จากโครงการ LNG ในออสเตรเลียและสหรัฐฯ อย่างไรก็ตาม ราคาค่าเฉลี่ยของ LNG คาดว่าจะปรับตัวสูงขึ้นตามความต้องการใช้ LNG ที่เพิ่มขึ้น โดย หลักจากช่วงฤดูหนาวในจีน และสอดคล้องกับทิศทางราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้นในไตรมาส 4 ทั้งนี้ ราคา Asian Spot LNG สำหรับปี 2561 ตลาดคาดว่าจะอยู่ในช่วงราคาเฉลี่ยที่ 7.6 – 10.3 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู (ข้อมูลจาก Energy Aspect, FGE และ Wood Mackenzie)

อย่างไรก็ตาม ราคา LNG ในตลาดโลกอาจมีความผันผวนขึ้นอยู่กับการที่หลายปัจจัยที่ต้องจับตามอง อาทิ ปัจจัยสนับสนุนจากการผลิต LNG ที่ไม่เป็นไปตามแผนและความต้องการ LNG ที่เพิ่มขึ้นกว่าที่คาดการณ์ โดยเฉพาะในจีนและอินเดีย รวมไปถึงนโยบายทางพลังงานของประเทศ ต่าง ๆ ในขณะที่ปัจจัยกดดันราคา เช่น ปริมาณการผลิต LNG ที่เพิ่มขึ้นจากโครงการใหม่ แต่ทั้งนี้ ได้มีการคาดการณ์ว่าสภาวะ LNG ผันผวนจะ เริ่มกลับเข้าสู่สมดุลหลังจากปี 2565

### เศรษฐกิจไทยและอัตราแลกเปลี่ยน

ตลาดคาดการณ์ว่าเศรษฐกิจไทยในปี 2561 จะขยายตัวที่ร้อยละ 4.5 โดยหลักมาจากการเติบโตในภาคการส่งออกและการท่องเที่ยวที่ ปรับปรุงตามเศรษฐกิจโลกที่ฟื้นตัว ถึงแม้การขยายตัวของรายได้ภาคเกษตรและอุตสาหกรรมยังไม่ชัดเจน แต่ด้วยแผนการลงทุนของภาครัฐใน โครงการก่อสร้างสาธารณูปโภคต่าง ๆ เงินเฟ้อที่ยังคงอยู่ในระดับต่ำ ประกอบกับความชัดเจนของการเลือกตั้งยังสนับสนุนให้เศรษฐกิจไทย ขยายตัวอย่างต่อเนื่องไปถึงปี 2562

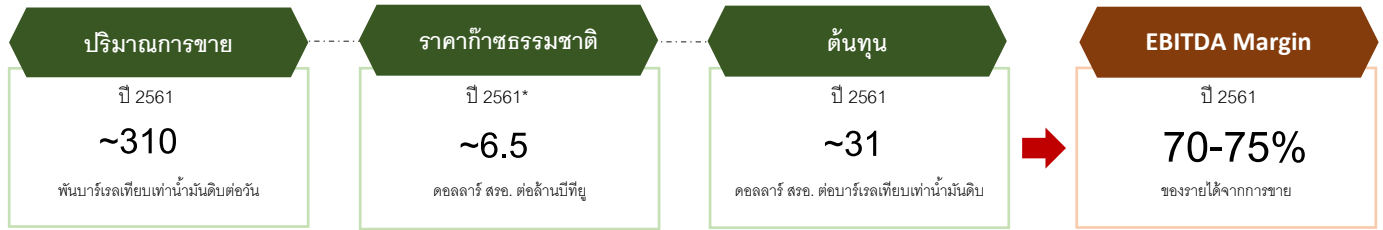
สำหรับอัตราแลกเปลี่ยนค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับดอลลาร์ สรอ. ในไตรมาส 4 มีแนวโน้มผันผวนและเคลื่อนไหวไปทางแข็งค่า โดยปัจจัย ภายนอกที่สำคัญที่ส่งผลให้เกิดความผันผวน ได้แก่ สงครามการค้าของชาติมหาอำนาจที่อาจส่งผลกระทบต่อส่งออกของไทย การเคลื่อนไหวตาม ค่าเงินสกุลหลักในภูมิภาค และการเคลื่อนย้ายเงินทุน รวมถึงปัจจัยภายในที่ต้องจับตามอง ได้แก่ การเมืองภายในประเทศ และการปรับขึ้นอัตรา ดอกเบี้ยนโยบายของธนาคารแห่งประเทศไทยในช่วงปลายปีเพื่อคงส่วนต่างที่เหมาะสมกับอัตราดอกเบี้ยสหรัฐฯ

ทั้งนี้ ผลประกอบการของ ปตท.สผ. จะได้รับผลกระทบส่วนใหญ่ในรูปของภาษีเงินได้จากอัตราแลกเปลี่ยนที่เปลี่ยนแปลงไป ซึ่งเกิด จากความแตกต่างของสกุลเงินที่ใช้ในการยื่นภาษีกับสกุลเงินที่ใช้ในการบันทึกบัญชี โดยส่วนใหญ่จะไม่มีผลกระทบต่อกระแสเงินสดในการดำเนินงาน สำหรับอัตราดอกเบี้ยที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นนั้น ไม่ส่งผลกระทบต่อภาระดอกเบี้ยของบริษัทเนื่องจากหุ้นกู้ของบริษัทปัจจุบันเป็นอัตราดอกเบี้ย คงที่ทั้งหมด



### แนวโน้มผลการดำเนินงานของ ปตท.สผ. สำหรับปี 2561

ผลการดำเนินงานของบริษัทขึ้นอยู่กับ 3 ปัจจัยหลัก ได้แก่ ปริมาณการขาย ราคาขายและต้นทุน โดยบริษัทได้ติดตามและปรับเปลี่ยนแนวโน้มผลการดำเนินงานสำหรับปี 2561 ให้สอดคล้องกับแผนการดำเนินงานและภาวะอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนแปลงไป โดยสรุปประมาณการทั้งปี 2561 เป็นดังนี้



\*บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล

#### ปริมาณการขาย

ปตท.สผ. พยายามรักษาระดับการผลิตของแต่ละโครงการและด้วยปริมาณการขายที่สูงขึ้นตามสัดส่วนของโครงการบงกชที่เพิ่มขึ้น บริษัทคาดว่าปริมาณการขายเฉลี่ยของทั้งปี 2561 จะรักษาระดับประมาณ 310,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน

#### ราคาขาย:

- ราคาน้ำมันดิบของบริษัทจะผันแปรตามราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก
- ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์หลักของบริษัทนั้น มีโครงสร้างราคาส่วนหนึ่งผูกกับราคาน้ำมันย้อนหลังประมาณ 6-12 เดือน บริษัทคาดว่าราคาก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยของทั้งปี 2561 จะอยู่ที่ประมาณ 6.5 ดอลลาร์ สรอ. ต่อล้านบีทียู เป็นผลจากการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก (บนสมมติฐานราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยทั้งปี 2561 ที่ 72 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรล)

#### ต้นทุน

ปตท.สผ. คาดว่าต้นทุนต่อหน่วยสำหรับทั้งปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 31 ดอลลาร์ สรอ. ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ