คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการสำหรับผลการดำเนินงานไตรมาสที่ 4 และ ประจำปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561

บทสรุปผู้บริหาร

หน่วย : ล้านบาท	4Q2560	3Q2561	4Q2561	% เพิ่ม (ลด) YoY	% เพิ่ม (ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ยอดขาย	531,959	606,979	617,417	16.1%	1.7%	1,995,722	2,336,155	17.1%
EBITDA	94,213	96,138	64,443	(31.6%)	(33.0%)	345,395	351,396	1.7%
กำไรสุทธิ	35,364	30,329	19,538	(44.8%)	(35.6%)	135,180	119,684	(11.5%)
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	1.22	1.05	0.67	(45.1%)	(36.2%)	4.67	4.15	(11.1%)

ในไตรมาส 4 ปี 2561 (4Q2561) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ จำนวน 19,538 ล้านบาท ลดลง 10,791 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.6 จากไตรมาส 3 ปี 2561 (3Q2561) ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 30,329 ล้านบาท *สาเหตุหลักจากผลการดำเนินงานที่ลดลงของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ซึ่งเป็นผลจากกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี (Accounting GIM) ที่ลดลงจากขาดทุนสต๊อกน้ำมันใน 4Q2561 ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงจากสิ้นไตรมาส 3Q2561 ที่ 80.0 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลมาอยู่ที่ 52.9 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลในสิ้นไตรมาส 4Q2561 รวมทั้งส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์และวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีส่วนใหญ่ลดลงเนื่องจากการอ่อนค่าของเงินหยวนทำให้ผู้ผลิตสินค้าชะลอการสั่งซื้อผลิตภัณฑ์ และการลดระดับสินค้าคงเหลือในช่วงสิ้นปี ประกอบกับผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันก็ปรับลดลงตามผลกระทบจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงโดยหลักจากขาดทุนสต๊อกน้ำมันที่เพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ รวมถึงผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติที่ลดลงจากไตรมาสก่อน โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ตามส่วนต่างของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีที่ปรับลดลง อย่างไรก็ตามผลการดำเนินงานของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเนื่องจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ใน 4Q2561 กลุ่ม ปตท. มีผลกำไรจากการป้องกันความเสี่ยงของตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น ขณะที่กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นของเงินกู้สกุลต่างประเทศลดลง*

ในปี 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ 119,684 ล้านบาท ลดลง 15,496 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 11.5 จาก 135,180 ล้านบาท ในปี 2560 *เนื่องจากผลการดำเนินงานของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมปรับเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นโดยในปี 2560 มีการบันทึกขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ของโครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ จำนวนประมาณ 18,505 ล้านบาท อีกทั้งกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นทั้งในส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและที่ดำเนินการโดยบริษัทในกลุ่ม ปตท. ยกเว้นธุรกิจ NGV อย่างไรก็ตามผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นปรับลดลงตามกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี (Accounting GIM) ที่ลดลงจากขาดทุนสต๊อกน้ำมันเป็นผลมาจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงมากใน ไตรมาสที่4 ปี 2561 ในขณะที่ในปี 2560 มีกำไรสต๊อกน้ำมัน นอกจากนี้ธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์และสายโอเลฟินส์ที่มีผลการดำเนินงานลดลงตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีที่ลดลงโดยเฉพาะในช่วงสิ้นปี 2561 เนื่องจากความกังวลต่ออุปสงค์จากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีน แม้ว่าปริมาณขายโดยรวมเพิ่มขึ้น เช่นเดียวกับกลุ่มธุรกิจน้ำมันที่ผลการดำเนินงานลดลงจากผลขาดทุนสต๊อกน้ำมัน ในขณะที่ปี 2560มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน ทั้งนี้ ในปี 2561 ค่าเสื่อม*

ราคาของกลุ่ม ปตท. เพิ่มขึ้นจากการซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกชของ ปตท. สผ. รวมถึงมีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้นตามผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ภาษีเงินได้จากการปรับโครงสร้างหน่วยธุรกิจน้ำมัน ในขณะที่การใช้สิทธิประโยชน์ทางภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน (BOI) ครบวงเงินแล้ว ประกอบกับ กลุ่ม ปตท. มีผลขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงของตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลงจากค่าเงินบาทในปี 2561 ที่แข็งค่าน้อยกว่า ปี 2560

สถานะการเงินของบริษัทของปตท. และบริษัทย่อย ณ สิ้นปี 2561 บริษัทมีสินทรัพย์รวม 2,355,484 ล้านบาท โดยเป็นที่ดินอาคารและอุปกรณ์ทั้งสิ้น 1,114,174 ล้านบาท ในขณะที่มีหนี้สินรวมทั้งสิ้น 1,036,989 ล้านบาท เป็นส่วนของหนี้สินที่มีดอกเบี้ย 543,634 ล้านบาท และส่วนของผู้ถือหุ้น 1,318,495 ล้านบาท

ภาวะเศรษฐกิจในไตรมาส 4 ปี 2561

เศรษฐกิจโลกใน 4Q2561 ขยายตัวชะลอลงจาก 3Q2561 จากเศรษฐกิจสหรัฐฯที่ขยายตัวชะลอลงภายใต้ภาวะการเงินที่ตึงตัวขึ้น ทั้งเนื่องจากความกังวลการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายสหรัฐฯ ในจังหวะที่เหมาะสม และจากการแข็งค่าของเงินเหรียญสหรัฐฯ แม้มีปัจจัยบวกจากตลาดแรงงานที่เข้มแข็งต่อเนื่อง ตลอดจนการบรรลุข้อตกลงระงับสงครามการค้ากับจีนเป็นเวลา 90 วัน ตั้งแต่เดือนธันวาคม 2561 ซึ่งการประชุมเดือนธันวาคม 2561 ธนาคารกลางสหรัฐฯ (Federal Reserves: the Fed) มีมติปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายเป็นครั้งที่ 4 ของปี 2561 อย่างไรก็ดี FED ส่งสัญญาณชะลอการปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายในปี 2562 จากเดิม 3 ครั้ง เหลือเพียง 2 ครั้ง ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรฟื้นตัวต่อเนื่องภายใต้อัตราดอกเบี้ยนโยบายที่ยังคงอยู่ในระดับต่ำ แม้ธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank: ECB) ได้เริ่มปรับลดวงเงินมาตรการผ่อนคลายเชิงปริมาณ (quantitative easting: QE) ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2561 ก่อนยุติการดำเนินมาตรการ QE ในเดือนธันวาคม 2561 ท่ามกลางปัจจัยฉุดรั้ง ได้แก่ ปัญหาภัยแล้งในเยอรมนีที่กระทบการขนส่งสินค้าทางเรือ ความขัดแย้งเรื่องงบประมาณระหว่างอิตาลีกับสหภาพยุโรป (European Union: EU) และการประท้วงของกลุ่มเสื้อกั๊กเหลือง (yellow-vest protests) ในฝรั่งเศส สำหรับเศรษฐกิจจีนขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยท่ามกลางการผ่อนปรนมาตรการชะลอการขยายตัวของสินเชื่อของรัฐบาลเพื่อรองรับผลกระทบทางลบจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้ากับสหรัฐฯ ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2562 กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจโลกในปี 2561 ที่ระดับร้อยละ 3.7

เศรษฐกิจไทยใน 4Q2561 ขยายตัวในเกณฑ์ดีตามการบริโภคภาคเอกชนที่ขยายตัวต่อเนื่องในทุกหมวดการใช้จ่าย โดยเฉพาะในหมวดสินค้าคงทน ได้แรงสนับสนุนจากรายได้ครัวเรือนนอกภาคเกษตรที่ขยายตัวและกระจายตัวมากขึ้น การใช้จ่ายภาครัฐขยายตัวตามการลงทุนของรัฐวิสาหกิจ ในขณะที่การลงทุนภาคเอกชนขยายตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไปตามการลงทุนในหมวดเครื่องจักรและอุปกรณ์สอดคล้องกับการเพิ่มขึ้นของอัตราการใช้กำลังการผลิต สำหรับการส่งออกสินค้ากลับมาขยายตัวหลังจากผลกระทบชั่วคราวจากเหตุการณ์วาตภัยในประเทศคู่ค้าหลายประเทศเริ่มคลี่คลายลง อย่างไรก็ดี การเติบโตชะลอลงตามเศรษฐกิจโลกและฐานที่สูง ในขณะที่การท่องเที่ยวกลับมาเติบโตได้ตามการขยายตัวของนักท่องเที่ยวเอเชียเช่น นักท่องเที่ยวมาเลเซีย ถึงแม้นักท่องเที่ยวจีนชะลอตัว ทั้งนี้ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติรายงานการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2561 ที่ระดับร้อยละ 4.1 เพิ่มขึ้นจากปี 2560 ที่ระดับร้อยละ 4.0

จากรายงานของสำนักงานพลังงานสากล (International Energy Agency: IEA) ณ เดือนมกราคม 2562 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 100.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจาก 3Q2561 ที่อยู่ที่ 99.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน และ 4Q2560 ที่อยู่ที่ 98.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน กล่าวคือ ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2561 อยู่ที่ประมาณ 99.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน

หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ/บาร์เรล	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม(ลด)		12M/2560	12M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย	59.3	74.3	67.4	13.7%	(9.3%)	53.2	69.4	30.5%
Gasoline Crack Spread	14.4	11.6	4.7	(67.4%)	(59.5%)	14.9	10.5	(29.5%)
Diesel Crack Spread	13.0	14.4	14.8	13.8%	2.8%	12.5	14.6	16.8%
FO Crack Spread (180 – 3.5%S)	(3.1)	(2.5)	1.4	>100%	>100%	(2.3)	(2.6)	(13%)

ราคาน้ำมันดิบดูไบใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 67.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ลดลงจาก 3Q2561 ที่อยู่ที่ 74.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ภายหลังจากเมื่อต้นเดือนพฤศจิกายน 2561 สหรัฐฯ ประกาศผ่อนปรนมาตรการคว่ำบาตรอิหร่าน รวมถึงการผลิตน้ำมันดิบในสหรัฐฯ ที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับการคาดการณ์ความต้องการใช้น้ำมันโลกลดลงจากปัญหาเศรษฐกิจโลก เป็นปัจจัยกดดันราคาน้ำมันดิบให้ลดต่ำลงอย่างมากในช่วง 4Q2561 สำหรับราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 เฉลี่ยที่ระดับ 69.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับเพิ่มขึ้นจากปี 2560 ซึ่งอยู่ที่ 53.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากกลุ่มผู้ผลิตทั้งในและนอกกลุ่มโอเปกปรับลดปริมาณการผลิตตามข้อตกลงเพื่อรักษาสมดุลของอุปสงค์และอุปทานน้ำมันในตลาดโลก นอกจากนี้ เวเนซูเอล่าเผชิญกับภาวะเศรษฐกิจตกต่ำ ทำให้กระทบการส่งออกน้ำมันด้วย อย่างไรก็ดีอุปสงค์น้ำมันดิบในปี 2561 ยังคงเติบโตได้ดี

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์ใน 4Q2561 เปลี่ยนแปลงจาก 3Q2561 โดยส่วนต่างระหว่าง**น้ำมันเบนซิน**และน้ำมันดิบดูไบ (gasoline crack spread) ใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 4.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ลดลงมากจาก 3Q2561 ที่อยู่ที่ 11.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์ทรงตัวและอุปทานส่วนเกินที่ยังคงเพิ่มขึ้นจากการส่งออกของจีน สหรัฐฯ และญี่ปุ่นส่งผลให้ปริมาณคงคลังของน้ำมันเบนซินอยู่ในระดับสูง สำหรับส่วนต่างระหว่างน้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 อยู่ที่ระดับ 10.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับลดลงจากปี 2560 ที่อยู่ที่ 14.9 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากต้องเผชิญกับภาวะอุปทานล้นตลาดจากปริมาณสินค้าคงคลังโลกที่อยู่ในระดับสูง สำหรับส่วนต่างระหว่าง**น้ำมันดีเซล**และน้ำมันดิบดูไบ (diesel crack spread) ใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 14.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 3Q2561 ที่อยู่ที่ 14.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากอยู่ในช่วงฤดูหนาวในขณะที่อุปทานจากโรงกลั่นและการส่งออกของจีนลดลง นอกจากนี้ ส่วนต่างระหว่างน้ำมันดีเซลและน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 อยู่ที่ระดับ 14.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับเพิ่มขึ้นจากปี 2560 ที่อยู่ที่ 12.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากประมาณน้ำมันดีเซลคงคลังปรับลดลงอยู่ในระดับต่ำมากอันเป็นผลมาจาก ในปี 2561 ฤดูหนาวในประเทศตะวันตกยาวนานกว่าปี 2560 และภาคอุตสาหกรรมเริ่มฟื้นตัว สำหรับส่วนต่างระหว่าง**น้ำมันเตา**และน้ำมันดิบดูไบ (fuel oil crack spread) ใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 1.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับตัวขึ้นจาก 3Q2561 ซึ่งอยู่ที่ -2.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์เพิ่มขึ้นในภาคการเดินเรือ ขณะที่อุปทานจากอิหร่านและเวเนซุเอลาลดลง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างระหว่างน้ำมันเตาและน้ำมันดิบดูไบในปี 2561 อยู่ที่ -2.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับลดลงเล็กน้อยจากปี 2560 ที่อยู่ที่ -2.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากอุปสงค์ที่ลดลงโดยเฉพาะในภูมิภาคเอเชีย

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท cracking อ้างอิงที่สิงคโปร์ใน 4Q2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 4.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ลดลงจาก 3Q2561 ซึ่งอยู่ที่ 6.1 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากอุปทานส่วนเกินของน้ำมันเบนซิน ทั้งนี้ ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท cracking อ้างอิงที่สิงคโปร์ปี 2561 เฉลี่ยที่ระดับ 5.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล (ปี 2560 : 7.1 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล)

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งสายโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ ใน 4Q2561 ปรับตัวลดลงจาก 3Q2561 จาก อุปสงค์ที่ลดลงจากปัจจัยหลายด้าน ทั้งตามฤดูกาล และความกังวลด้านการเติบโตของเศรษฐกิจ ในขณะที่ต้นทุนราคาน้ำมันดิบและแนฟทาปรับลดลง โดยราคา*โพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง* (high density polyethylene: HDPE) มีปัจจัยกดดันเพิ่มเติมจากการเสนอขายเม็ดพลาสติกจากตะวันออกกลาง สหรัฐฯ และ อินเดียทำให้อุปทานในตลาดเพิ่มมากขึ้น ในขณะที่ *โพลีโพรไพลีน* (polypropylene: PP) มีแรงกดดันด้านราคาน้อยกว่า HDPE จากอุปทานที่หายไปบางส่วนจากเหตุไฟไหม้ของโรงงานในตะวันออกกลาง สำหรับกลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์ ราคา*เบนซีน* (benzene: BZ) ปรับตัวลดลง ตามราคาสไตรีนโมโนเมอร์ (styrene monomer: SM) ที่ลดลง และอุปสงค์ที่ลดลงในช่วงการปิดซ่อมบำรุงของโรงงานผลิต SM ในสหรัฐฯและจีน โดยทั้ง BZ และ SM มีปริมาณสินค้าคงคลังอยู่ในระดับสูง ในขณะที่อุปทานล้นตลาดในเอเชีย เนื่องจากการดำเนินการผลิตจากทุก

กระบวนการยังคงผลิตได้อย่างต่อเนื่อง และมีการปิดซ่อมบำรุงน้อย และ Arbitrage จากเอเชียไปสหรัฐฯยังคงปิด สำหรับราคา *พาราไซลีน* (paraxylene: PX) ลดลง จากอุปสงค์ที่ชะลอตัวลงของโพลิเอสเตอร์ (Polyester) ส่งผลให้อัตราการผลิตกรดเทเรฟทาลิกบริสุทธิ์ (purified terephthalic acid: PTA) ลดลง ในขณะที่อุปทานจากโรงงานต่างๆ ยังคงอยู่ในระดับสูงเนื่องจากสามารถดำเนินการได้ดี นอกจากนี้ยังมีการกลับมาผลิตของโรงงานที่หยุดดำเนินการไปในอินโดนีเซีย และการกลับมาผลิตของโรงงานในจีนที่หยุดดำเนินการจากเหตุไฟไหม้ตั้งแต่ปี 2558

หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ/ตัน	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม(ลด) YoY	%เพิ่ม(ลด) QoQ	12M/2560	12M/2561	%เพิ่ม(ลด)
HDPE: CFR SEA	1,226	1,350	1,207	(1.5%)	(10.6%)	1,168	1,335	14.3%
PP: CFR SEA - Film	1,196	1,288	1,215	1.6%	(5.7%)	1,155	1,273	10.2%
BZ: FOB Korea	839	856	694	(17.3%)	(18.9%)	823	826	0.4%
PX: CFR Taiwan	887	1,180	1,141	28.6%	(3.3%)	854	1,073	25.6%

ในปี 2561 ภาพรวมราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทรงตัวในระดับสูงในช่วงสามไตรมาสแรกของปีตามราคาน้ำมันดิบและราคาวัตถุดิบแนฟทาที่อยู่ในระดับสูง ตลอดจนความต้องการผลิตภัณฑ์พลาสติกที่ยังคงอยู่ในระดับสูงจากการห้ามนำเข้าพลาสติกรีไซเคิลของจีน ก่อนปรับลดลงในช่วงปลายปีตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลง สภาวะตลาดที่ได้รับผลกระทบจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้าระหว่างสหรัฐฯ และจีน ส่งผลให้ราคา HDPE ปรับเพิ่มขึ้น และราคา PP ปรับเพิ่มขึ้นเนื่องจากกำลังการผลิตส่วนเพิ่มที่มีน้อยกว่าความต้องการส่วนเพิ่มจากการลดปริมาณการใช้พลาสติกประเภท Scrap & Waste ของจีนตามนโยบายการควบคุมด้านสิ่งแวดล้อม และอุปทานที่ลดลงจากการหยุดผลิตนอกเหนือจากแผนที่วางไว้ (unplanned shutdown) ของโรงงานในตะวันออกกลาง สำหรับราคา PX ปรับเพิ่มขึ้นจากความต้องการที่มีต่อเนื่องในตลาด Polyester ตลอดจนโรงงานขึ้นใหม่ในเวียดนามและซาอุดิอาระเบียที่ยังไม่สามารถดำเนินการผลิตได้อย่างเต็มกำลังเป็นปัจจัยสนับสนุนเพิ่มเติม

เหตุการณ์สำคัญ ปี 2561 ถึงปัจจุบัน

สรุปเหตุการณ์ที่สำคัญ (non-recurring items) ปี 2561 มีรายละเอียดดังนี้

มกราคม 2561	• เมื่อวันที่ 23 มกราคม 2561 บริษัท พีทีทีจีซี โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (“PTTGC”) ได้ลงนามสัญญาออกแบบวิศวกรรมการจัดหาเครื่องจักรและอุปกรณ์ การก่อสร้าง (Engineering, Procurement & Construction) โรงโอเลฟินส์แห่งใหม่ (Olefins Reconfiguration Project: ORP) ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุต จังหวัดระยอง กำลังการผลิตโอเลฟินส์ 750,000 ตันต่อปี ซึ่งคาดว่าจะสามารถดำเนินการผลิตเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี 2563 โดยมีมูลค่าเงินลงทุนรวมทั้งสิ้นประมาณ 36,000ล้านบาท หรือประมาณ 985 ล้านเหรียญสหรัฐฯ • เมื่อวันที่ 29 มกราคม 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท PTTGC America LLC ("PTTGCA") ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTGC มีมติอนุมัติให้ PTTGCA ลงนามในร่างข้อตกลงเบื้องต้น (HOA) กับบริษัทในเครือของบริษัท Daelim Industrial Co., Ltd. ผู้ประกอบธุรกิจก่อสร้างและผู้ผลิตเคมีภัณฑ์ สาธารณรัฐเกาหลี เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการปิโตรเคมี คอมเพล็กซ์ในรัฐโอไฮโอ ประเทศสหรัฐอเมริกา ในการผลิตและจำหน่ายเอทิลีนและผลิตภัณฑ์ต่อเนื่องซึ่งมีกำลังการผลิต 1.5 ล้านตันต่อปี • เมื่อวันที่ 31 มกราคม 2561 บริษัท PTTEP Mexico E&P Limited, S. de R.L. de C.V. (“PTTEP MEP”) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของบริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (“PTTEP”) และกลุ่มผู้ร่วมทุนได้ชนะการประมูลแปลงสำรวจในอ่าวเม็กซิโก ประเทศเม็กซิโก จำนวน 2 แปลง
กุมภาพันธ์ 2561	• เมื่อวันที่ 6 กุมภาพันธ์ 2561 กระทรวงสิ่งแวดล้อมและป่าไม้อินโดนีเซียได้ยื่นคำร้องขอถอนฟ้องต่อศาลในประเทศอินโดนีเซีย เรื่องการเรียกร้องค่าเสียหายจากเหตุการณ์น้ำมันรั่วไหลในแหล่งมอนทารา ประเทศออสเตรเลีย ตั้งแต่ 8 พฤษภาคม 2560 นั้น โดยศาลมีคำสั่งอนุญาตให้ถอนฟ้องโดยให้เหตุผลว่าจะแก้ไขคำฟ้อง และจำหน่ายคดีออกจากสารบบความแล้ว • เมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท. อนุมัติให้ปตท. เข้าซื้อหุ้นสามัญของบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (“IRPC”) จากธนาคารออมสิน จำนวน 1,950 ล้านหุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 1 บาท คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 9.54 ของหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมดของ IRPC ในราคาหุ้นละ 7.10 บาท รวมเป็นมูลค่าทั้งสิ้น 13,845 ล้านบาท ผ่านตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย ทำให้ปตท.ถือหุ้น IRPC เป็นสัดส่วนทั้งหมดร้อยละ 48.05 • เมื่อวันที่ 20 กุมภาพันธ์ 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการปตท. อนุมัติให้จัดตั้งบริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT Treasury Center Company Limited : PTT TCC) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของปตท. ถือหุ้นสัดส่วนร้อยละ 100 มีทุนจดทะเบียน 20 ล้านบาท เพื่อการประกอบธุรกิจสำนักงานใหญ่ข้ามประเทศ (International Headquarters : IHQ) และศูนย์บริหารเงิน (Treasury Center : TC) สำหรับบริหารจัดการทางการเงินของบริษัทในกลุ่ม ปตท.
มีนาคม 2561	• เมื่อวันที่ 21 มีนาคม 2561 บริษัท จีซี เอสเตท จำกัด ซึ่ง PTTGC ถือหุ้นสัดส่วนร้อยละ 100 ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายที่ดินและทรัพย์สินจาก PTT โดยมีมูลค่ารวมเป็นเงินประมาณ 7,200 ล้านบาท

	• เมื่อวันที่ 30 มีนาคม 2561 กลุ่มผู้ร่วมทุน ได้แก่ บริษัท PTTEP HK Offshore Limited (Malaysian Branch) หรือ PTTEP HKO (ผู้ดำเนินการ) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ ปตท.สผ. และบริษัท PETRONAS Carigali Sdn. Bhd. (PCSB) ซึ่งมีสัดส่วนการร่วมทุนร้อยละ 80 และ 20 ตามลำดับ ได้ลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contracts) กับ Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในแปลงสำรวจ 2 แปลง ในประเทศมาเลเซีย

เมษายน 2561	• เมื่อวันที่ 12 เมษายน 2561 ที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2561 ของ ปตท. มีมติดังนี้
	  • เปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นที่ตราไว้ของ ปตท. จากเดิมหุ้นละ 10 บาท เป็น หุ้นละ 1 บาท และอนุมัติการแก้ไขเพิ่มเติมหนังสือบริคณห์สนธิ ข้อ 4 เพื่อให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นที่ตราไว้ของ ปตท. โดยมีผลบังคับใช้ในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยตั้งแต่วันที่ 24 เมษายน 2561
	  • อนุมัติจ่ายเงินปันผลสำหรับผลประกอบการปี 2560 ในอัตราหุ้นละ 20.00 บาท คิดเป็นเงินประมาณ 57,108 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 42.8 ของกำไรสุทธิของงบการเงินรวมปี 2560 โดยเมื่อวันที่ 15 กันยายน 2560 ปตท.ได้จ่ายเงินปันผลระหว่างกาลจากผลประกอบการงวด 6 เดือนแรกของปี 2560 ในอัตราหุ้นละ 8.00 บาท คงเหลือเงินปันผลที่จ่ายสำหรับผลประกอบการงวด 6 เดือนหลังของปี 2560 ในอัตราหุ้นละ 12.00 บาท และจ่ายในวันที่ 27 เมษายน 2561
	• เมื่อวันที่ 25 เมษายน 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการ ปตท.มีมติอนุมัติการจัดตั้งบริษัทใหม่ในสาธารณรัฐสิงคโปร์เพื่อดำเนินธุรกิจกาแฟ โดยการสร้างแบรนด์ “Café Amazon” ให้ไปสู่การเป็น Global Brand โดยจัดตั้งบริษัทในเดือนกันยายน 2561 ด้วยทุนจดทะเบียนไม่เกิน 6.5 ล้านเหรียญสิงคโปร์ ประกอบด้วยหุ้นสามัญมูลค่าหุ้นละ 1 เหรียญสิงคโปร์ โดยบริษัท ปตท.น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (มหาชน) (PTTOR) ถือหุ้น ร้อยละ 100

พฤษภาคม 2561	• บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (“SAPTHIP”) (ซึ่งบริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (“TET”) ถือหุ้นอยู่ร้อยละ 50) ได้จัดตั้งบริษัท ทรัพย์ทิพย์ กรีน เอ็นเนอร์ยี่ จำกัด เพื่อประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ (Biogas) ด้วยทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 1 ล้านบาท โดยมีบริษัท SAPTHIP ถือหุ้นร้อยละ 100 • บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด บริษัทย่อยของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ดำเนินการลงทุนขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าอีกประมาณ 60 เมกะวัตต์ และไอน้ำอีกประมาณ 10 ตันต่อชั่วโมง โดยใช้เงินลงทุนประมาณ 3,105 ล้านบาท คาดว่าจะแล้วเสร็จและเดินเครื่องเชิงพาณิชย์ได้ประมาณไตรมาสที่ 3 ปี 2563 ทำให้บริษัท ผลิตไฟฟ้า นวนคร จำกัด มีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิรวมประมาณ 185 เมกะวัตต์ และผลิตไอน้ำรวมประมาณ 40 ตันต่อชั่วโมง
มิถุนายน 2561	• เมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท PTTGC อนุมัติให้จัดตั้งบริษัท Kuraray GC Advanced Materials Co., Ltd. ซึ่งมีสถานะเป็นบริษัทร่วมทุนเพื่อเตรียมการร่วมลงทุนในธุรกิจเคมีภัณฑ์ชนิดพิเศษ โดยมีแผนที่จะดำเนินการผลิตผลิตภัณฑ์พลาสติกวิศวกรรมชั้นสูง High-Heat Resistant Polyamide-9T (PA9T) ที่ 13,000 ตันต่อปี และ Hydrogenated Styrenic

	Block Co-Polymer (HSBC) ที่ 16,000 ตันต่อปี ซึ่ง PTTGC จะถือหุ้นร้อยละ 33.4 ร่วมกับบริษัท Kuraray Co., Ltd (KRR) ซึ่งจะเข้าถือหุ้นผ่านบริษัทในเครือร้อยละ 53.3 และ บริษัท Sumitomo Corporation (SC) ซึ่งจะถือหุ้นผ่านบริษัทในเครือร้อยละ 13.3 และจะมีทุนจดทะเบียนเริ่มต้น 10 ล้านบาท • เมื่อวันที่ 21 มิถุนายน 2561 PTTEP ได้เข้าซื้อสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 22.22 ในโครงการบงกช จากบริษัท Shell Integrated Gas Thailand Pte. Limited (Shell) และบริษัท Thai Energy Company Limited (บริษัทย่อยของ Shell) ด้วยมูลค่าก่อนภาษีประมาณ 750 ล้านเหรียญสหรัฐฯ เสร็จสิ้นสมบูรณ์แล้ว ส่งผลให้ ปตท.สผ. มีสัดส่วนการลงทุนในโครงการบงกชเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 44.4445 เป็นร้อยละ 66.6667 และเพิ่มปริมาณการขายปิโตรเลียมของบริษัทประมาณ 35,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน • เมื่อวันที่ 29 มิถุนายน 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) มีมติเห็นชอบการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project หรือ CFP) เพื่อเพิ่มศักยภาพการแข่งขันด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิตเพื่อเพิ่มมูลค่าผลิตภัณฑ์ซึ่งเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม และขยายกำลังการกลั่นน้ำมันจากเดิมที่ 275,000 เป็น 400,000 บาร์เรลต่อวัน เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบได้มากและหลากหลายชนิดขึ้น โครงการใช้ระยะเวลาดำเนินก่อสร้างประมาณ 5 ปี โดยมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 4,825 ล้านเหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 160,279 ล้านบาท
กรกฎาคม 2561	• เมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2561 ปตท. และ PTTOR ได้ลงนามในสัญญาโอนกิจการ และปตท. ได้ดำเนินกระบวนการโอนสินทรัพย์และหนี้สินต่างๆ ตลอดจนหุ้นของบริษัทที่เกี่ยวข้องให้แก่ PTTOR ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2561 • เมื่อ 15 กรกฎาคม 2561 บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (บริษัทย่อยของ PTTEP) ได้ลงนามขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 ในแหล่งมอนทาราและสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ให้แก่บริษัท Jadestone Energy (Eagle) Pty Ltd ด้วยมูลค่าการขายสินทรัพย์จำนวน 195 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ซึ่งได้ทำการซื้อขายแล้วเสร็จในเดือนกันยายน 2561 • เมื่อวันที่ 23 กรกฎาคม 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท PTTGC มีมติอนุมัติให้ขายหุ้นบริษัท Alliance Petrochemical Investment (Singapore) Pte. ที่ PTTGC ถือหุ้นร้อยละ 15.34 คิดเป็นมูลค่าจากการขายหุ้นประมาณ 663 ล้านบาท
สิงหาคม 2561	• เมื่อวันที่ 3 สิงหาคม 2561 PTTOR CHINA ได้ดำเนินการจดทะเบียนจัดตั้งบริษัทแล้วเสร็จ เพื่อดำเนินธุรกิจหล่อลื่นในประเทศจีน มีทุนจดทะเบียนเทียบเท่าไม่เกิน 80 ล้านบาท (หรือประมาณ 2.26 ล้านเหรียญสหรัฐฯ) ซึ่งบริษัท PTTOR จะถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100 • เมื่อวันที่ 8 สิงหาคม 2561 PTTGC ร่วมกับบริษัทในเครือได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อเข้าซื้อหุ้นในบริษัท Siam Mitsui PTA Company Limited (SMPC) ซึ่งเป็นผู้ประกอบการในกลุ่มผลิตภัณฑ์กรดบริสุทธิ์เทเรพาธิค (PTA) ร้อยละ 74 และบริษัท Thai PET Resin Company Limited (TPRC) ซึ่งเป็นผู้ประกอบการในกลุ่มผลิตภัณฑ์เม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนเทเรทาเลต (PET) ร้อยละ 74 จากบริษัท SCG Chemical และบริษัท Mitsui Chemical, Inc มูลค่าเงินลงทุนประมาณ 125 ล้าน

	เหรียญสหรัฐฯ หรือประมาณ 4,148 ล้านบาท และได้ซื้อขายแล้วเสร็จเมื่อสิ้นปี 2561 เพื่อขยายการลงทุนต่อยอดและเพิ่มศักยภาพในการทำตลาดเม็ดพลาสติกของบริษัท
ตุลาคม 2561	• เมื่อวันที่ 28 กันยายน 2561 คณะกรรมการบริษัท ปตท. มีมติอนุมัติจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลประกอบการครึ่งปีแรกของปี 2561 (1H/2561) ในอัตราหุ้นละ 0.80 บาทต่อหุ้น รวมเป็นเงินประมาณ 22,850 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 32.9 ของกำไรสุทธิของงบการเงินรวมของ 1H/2561 ซึ่งกำหนดจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลให้แก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 26 ตุลาคม 2561 • เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2561 คณะกรรมการบริษัท IRPC อนุมัติให้ลงทุนในบริษัท Guangzhao Saiju Performance Polymer Ltd. (GZSJ) ที่ประเทศจีน ในสัดส่วนร้อยละ 15 ของทุนจดทะเบียนทั้งหมด มีมูลค่าการลงทุนประมาณ 135 ล้านหยวน หรือ ประมาณ 650 ล้านบาท ซึ่ง GZSJ ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับการซื้อขายสินค้าประเภทผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมพลาสติกผ่านระบบ E-commerce ในประเทศจีน และอนุมัติให้ IRPC จัดตั้งบริษัทจดทะเบียนในประเทศไทย มีทุนจดทะเบียน 120 ล้านบาท ซึ่ง IRPC ถือหุ้นร้อยละ 55 และ GZSJ ถือร้อยละ 45 เพื่อพัฒนาธุรกิจซื้อขายสินค้าประเภทผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมพลาสติกผ่านระบบ E-commerce ในประเทศไทย • เมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2561 PTTGC ได้ลงนามสัญญาซื้อขายเพื่อเข้าซื้อหุ้น Revole Group Limited (RGL) ในสัดส่วนร้อยละ 49 โดยเข้าซื้อหุ้นจากผู้ถือหุ้นเดิมและซื้อหุ้นเพิ่มทุนจาก RGL มูลค่ารวม 6.4 ล้านปอนด์สเตอร์ลิง หรือประมาณ 281 ล้านบาท โดย RGL เป็นผู้ผลิต Rotomolding Compound รายสำคัญในทวีปยุโรปและเขตโอเชียเนีย ซึ่งวัตถุดิบหลักที่ใช้คือเม็ดพลาสติกประเภท LLDPE
พฤศจิกายน 2561	• เมื่อวันที่ 16 พฤศจิกายน 2561 คณะกรรมการบริษัท ปตท. อนุมัติให้ ปตท. และบริษัทในเครือร่วมกันจัดตั้งบริษัทร่วมทุนกับ บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (Bangkok Industrial Gas Company Limited: “BIG”) ภายใต้ชื่อ “Map Ta Phut Air Products Company Limited (“MAP”) โดย ปตท. และบริษัทในเครือถือหุ้นร่วมกันในสัดส่วนร้อยละ 51 และ BIG ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 49 ของจำนวนหุ้นทั้งหมดของ MAP เพื่อรองรับการดำเนินธุรกิจผลิตและจำหน่ายก๊าซอุตสาหกรรม (Industrial Gas) โดยใช้เทคโนโลยีการแยกอากาศที่ใช้ความเย็นเหลือทิ้งจากก๊าซธรรมชาติเหลว (“LNG”) มีมูลค่าการลงทุนประมาณ 1,500 ล้านบาท โดยจัดตั้งแล้วเสร็จเมื่อต้นปี 2562
ธันวาคม 2561	• เมื่อวันที่ 7 ธ.ค. 2561 GPSC ได้เข้าทำสัญญาซื้อขายหุ้นเพื่อเข้าถือหุ้นทั้งทางตรงและทางอ้อมผ่านบริษัทย่อยของ GPSC ในบริษัท เอ็น.พี.เอส. สตาร์กรุ๊ป จำกัด บริษัท เวิลด์ เอ็กซ์เซนจ์ เอเชีย จำกัด และบริษัท พี.พี. โซล่า จำกัด ซึ่งประกอบกิจการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar Power Producers) ในประเทศไทย กำลังการผลิตรวมทั้งสิ้น 39.5 เมกะวัตต์ และเข้าลงทุนในบริษัท เทอร์ร่าฟอร์ม โกลบอล โอเปอเรติ้ง จำกัด ที่เป็นกิจการให้บริการด้านการปฏิบัติการและดูแลบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยมีมูลค่าการลงทุนรวม 3,070 ล้านบาท เพื่อการประกอบกิจการการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย • เมื่อวันที่ 13 ธันวาคม 2561 บริษัท ปตท.สผ. เอนเนอร์ยี่ ดีเวลลอปเม้นท์ จำกัด บริษัทย่อยของ PTTEP ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและเป็นผู้ดำเนินการในแปลงสำรวจหมายเลข G1/61(แหล่งเอราวัณ) และ G2/61(แหล่งบงกช) ทำให้มีสัดส่วนการลงทุนเพิ่มเป็นร้อยละ 60 และ

	ร้อยละ 100 ตามลำดับ โดยคาดว่าจะมีการลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตในไตรมาสแรกของปี 2562 • เมื่อวันที่ 21 ธันวาคม 2561 คณะกรรมการ ปตท. มีมติอนุมัติแผนการลงทุน 5 ปี (ปี 2562-2566) ของ ปตท. และบริษัทในเครือที่ปตท. ถือร้อยละ 100 วงเงินรวม 167,114 ล้านบาท โดยการลงทุนส่วนใหญ่ของ ปตท. เป็นการลงทุนในกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติและการร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท.ถือหุ้นร้อยละ 100 อาทิ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ การขยายขีดความสามารถนำเข้า LNG การขยายงานของธุรกิจน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกทั้งในประเทศและต่างประเทศ นอกจากนี้ ปตท.ยังได้จัดเตรียมงบลงทุนในอนาคต (Provision) จำนวน 187,616 ล้านบาท โดยหลักเพื่อการขยายธุรกิจหลัก (Core Business) เช่น LNG Value Chain และการลงทุนในธุรกิจใหม่ที่จะเป็น new s-curve ของ ปตท. ซึ่งอยู่ระหว่างการศึกษาความเป็นไปได้ • เมื่อวันที่ 26 ธันวาคม 2561 คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (“กกพ.”) มีมติเห็นชอบในหลักการให้ GPSC รวมกิจการกับ GLOW ที่กำหนดเงื่อนไขบังคับให้ GLOW ขายกิจการของบริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด (“SPP1”) ให้แล้วเสร็จก่อน หลังจากที่ GPSC ได้ยื่นอุทธรณ์คำสั่งที่ไม่เห็นด้วยกับคำขอเพื่อเข้าซื้อหุ้น GLOW เมื่อ 12 พฤศจิกายน 2561 โดยคาดว่าจะสามารถขายกิจการของ SPP1 และดำเนินการได้แล้วเสร็จภายในไตรมาสแรกของปี 2562
มกราคม 2562	• เมื่อวันที่ 3 มกราคม 2562 PTTEP หยุดการผลิตชั่วคราวในโครงการบงกชประมาณ 4 -7 วัน จากสถานการณ์พายุโซนร้อน “ปาบึก” บริเวณอ่าวไทย ซึ่งคาดว่าการหยุดผลิตชั่วคราวจะส่งผลให้ปริมาณการขายเฉลี่ยในช่วงดังกล่าวลดลงประมาณ 96,700 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งคิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 1 ของปริมาณการขายเฉลี่ยต่อวันในปี 2562 • บริษัท PTTEP MENA Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTEP ร่วมกับบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ Eni ซึ่งเป็นผู้ผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติรายใหญ่ของประเทศอิตาลี ได้ชนะการประมูลแปลงสำรวจใน Abu Dhabi’s Open Block Licensing Round ในแปลงสำรวจ Offshore 1 และ Offshore 2 ซึ่งตั้งอยู่นอกชายฝั่งทะเล ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของรัฐอาบูดาบี สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ เพื่อรับสิทธิในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยได้ลงนามในสัญญาสัมปทานกับ The Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เมื่อวันที่ 12 มกราคม 2562 ตามสัดส่วนการลงทุนสำหรับบริษัท PTTEP MENA Limited ที่ร้อยละ 30 และบริษัท Eni Abu Dhabi B.V. (ผู้ดำเนินการ) ที่ร้อยละ 70 • ในเดือน มกราคม 2562 TOP ได้ทำสัญญากับบริษัทย่อยที่จะจัดตั้งใหม่ของ GPSC ซึ่ง GPSC ถือหุ้นร้อยละ 100 เพื่อโอนกรรมสิทธิ์ในหน่วยผลิตไฟฟ้า (Energy Recovery Unit: ERU) ที่มีกำลังผลิตกระแสไฟฟ้า 250 เมกกะวัตต์และไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตของโครงการ CFP โดยใช้ผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโครงการ CFP เป็นเชื้อเพลิงหลัก แทนการลงทุนจัดสร้างเองทั้งหมด โดยมีมูลค่าเทียบเท่าทั้งสิ้นไม่เกิน 757 ล้านเหรียญสหรัฐฯ (ประมาณ 24,113 ล้านบาท) ซึ่งคาดว่าการดำเนินการก่อสร้างโครงการ ERU จะแล้วเสร็จในช่วงไตรมาส 3 ปี 2566 ทั้งนี้ TOP และ GPSC จะนำเสนอที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้น ประจำปี 2562 เพื่อพิจารณาอนุมัติรายการดังกล่าว

ภาพรวมผลการดำเนินงานของปตท.และบริษัทย่อย

ผลการดำเนินงานสำหรับงวด 4Q2561 เปรียบเทียบกับ 4Q2560 และ 3Q2561 และปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	Y2560	Y2561	%เพิ่ม (ลด)
ยอดขาย	**531,959**	**606,979**	**617,417**	**16.1%**	**1.7%**	**1,995,722**	**2,336,155**	**17.1%**
: สำรวจและผลิตฯ	40,325	45,087	47,263	17.2%	4.8%	147,725	171,809	16.3%
: ก๊าซ	111,915	127,787	131,584	17.6%	3.0%	443,740	489,549	10.3%
: ถ่านหิน	6,074	5,342	4,867	(19.9%)	(8.9%)	19,575	20,527	4.9%
: น้ำมัน	141,111	146,083	151,599	7.4%	3.8%	547,296	601,064	9.8%
: การค้าระหว่างประเทศ	266,963	335,458	331,492	24.2%	(1.2%)	935,616	1,239,121	32.4%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	260,155	297,355	285,132	9.6%	(4.1%)	950,727	1,132,080	19.1%
: อื่นๆ1/	6,533	8,774	7,624	16.7%	(13.1%)	26,134	32,244	23.4%
กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	**94,213**	**96,138**	**64,443**	**(31.6%)**	**(33.0%)**	**345,395**	**351,397**	**1.7%**
: สำรวจและผลิตฯ	27,428	33,039	34,653	26.3%	4.9%	105,468	126,843	20.3%
: ก๊าซ	23,028	24,831	21,373	(7.2%)	(13.9%)	83,792	94,084	12.3%
: ถ่านหิน	1,839	1,878	2,221	20.8%	18.3%	6,114	7,445	21.8%
: น้ำมัน	4,513	4,103	907	(79.9%)	(77.9%)	19,598	15,271	(22.1%)
: การค้าระหว่างประเทศ								
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	163	513	(975)	<(100%)	<(100%)	527	2,702	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	1,896	1,003	1,409	(25.7%)	40.5%	5,387	5,929	10.1%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	35,695	30,593	3,837	(89.3%)	(87.5%)	123,835	97,821	(21.0%)
: อื่นๆ	385	1,502	770	>100%	(48.7%)	4,538	5,653	24.5%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**29,405**	**32,055**	**32,621**	**10.9%**	**1.8%**	**116,289**	**123,556**	**6.2%**
กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	**64,808**	**64,082**	**31,762**	**(51.0%)**	**(50.4%)**	**229,106**	**227,840**	**(0.6%)**
: สำรวจและผลิตฯ	13,294	16,672	18,419	38.6%	10.5%	49,699	66,701	34.2%
: ก๊าซ	18,736	20,279	16,623	(11.3%)	(18.0%)	67,451	76,088	12.8%
: ถ่านหิน	1,425	1,350	1,734	21.7%	28.4%	4,224	5,516	30.6%
: น้ำมัน	3,763	3,256	(102)	<(100%)	<(100%)	15,454	10,955	(29.1%)
: การค้าระหว่างประเทศ								
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	153	505	(1,063)	<(100%)	<(100%)	494	2,591	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	1,886	995	1,321	(30.0%)	32.8%	5,354	5,818	8.7%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	26,867	21,881	(5,184)	<(100%)	<(100%)	89,316	62,922	(29.6%)
: อื่นๆ	(591)	459	(322)	(45.5%)	<(100%)	946	1,489	57.4%
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม	**2,101**	**2,499**	**1,726**	**(17.8%)**	**(30.9%)**	**7,310**	**8,515**	**16.5%**
ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์	**6,390**	-	**17**	**(99.7%)**	**100.0%**	**24,848**	**17**	**(99.9%)**
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยน	**2,948**	**2,452**	**1,626**	**(44.8%)**	**(33.7%)**	**13,650**	**6,354**	**(53.5%)**
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)	**65,928**	**69,423**	**39,144**	**(40.6%)**	**(43.6%)**	**242,014**	**246,684**	**1.9%**
ต้นทุนทางการเงิน	**6,697**	**6,820**	**7,182**	**7.2%**	**5.3%**	**29,086**	**27,628**	**(5.0%)**
ภาษีเงินได้	**8,615**	**17,495**	**9,551**	**10.9%**	**(45.4%)**	**28,306**	**53,647**	**89.5%**
กำไรสุทธิ	**35,364**	**30,329**	**19,538**	**(44.8%)**	**(35.6%)**	**135,160**	**119,684**	**(11.5%)**
กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)	**1.22**	**1.05**	**0.67**	**(45.1%)**	**(36.2%)**	**4.67**	**4.15**	**(11.1%)**

1/ รวมธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม

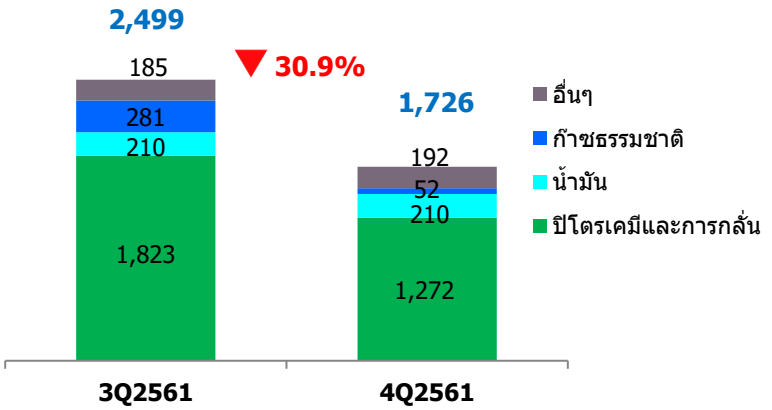
ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 617,417 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 3Q2561 จำนวน 10,438 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.7 ส่วนใหญ่จากธุรกิจน้ำมัน ธุรกิจก๊าซธรรมชาติและธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นผลมาจากปริมาณขายโดยรวมที่เพิ่มขึ้น แม้ราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลงจาก 74.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลใน 3Q2561 เป็น 67.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ใน 4Q2561 อย่างไรก็ตาม ผลการดำเนินงานปกติโดยรวมในไตรมาสนี้ปรับลดลง โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น สาเหตุหลักจากกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี (Accounting GIM) ปรับลดลงจากขาดทุนสต๊อกน้ำมันเป็นผลมาจากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงจากสิ้นไตรมาส 3Q2561 ที่ 80.0 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลมาอยู่ที่ 52.9 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลในสิ้นไตรมาส 4Q2561 จากอุปทานน้ำมันดิบล้นตลาดภายหลังจากที่สหรัฐฯ ผ่อนปรนมาตรการคว่ำบาตรเมื่อช่วงต้นเดือนพฤศจิกายน ในขณะที่ 3Q2561 มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน และรวมทั้งส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งสายโอเลฟินส์และสายอะโรเมติกส์ส่วนใหญ่ที่ปรับตัวลงตามราคาผลิตภัณฑ์ที่ลดลงเนื่องจากการอ่อนค่าของเงินหยวนส่งผลกระทบทำให้ผู้ผลิตสินค้าชะลอการสั่งซื้อผลิตภัณฑ์ในช่วงปลายปี และการลดระดับสินค้าคงเหลือในช่วงสิ้นปี รวมถึงกลุ่มธุรกิจน้ำมันมีผลการดำเนินงานลดลงตามผลกระทบจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงจากขาดทุนสต๊อกน้ำมันที่เพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ โดยใน 4Q2561 กลุ่ม ปตท. มีขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน จากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ทั้งสิ้นประมาณ 25,000 ล้านบาท นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติมีผลการดำเนินงานลดลงจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่ลดลงในขณะที่ต้นทุนเนื้อก๊าซฯ สูงขึ้น อย่างไรก็ดี ธุรกิจสำรวจและผลิตฯ มีผลการดำเนินงานดีขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ไตรมาสนี้ ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) จำนวน 64,443 ล้านบาท ลดลง 31,695 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.0

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 32,621 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 566 ล้านบาท หรือร้อยละ1.8 จาก 32,055 ล้านบาท ใน 3Q2561 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้นตามสินทรัพย์พร้อมใช้งานที่เพิ่มขึ้นของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นและธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม

หน่วย : ล้านบาท



ใน 4Q2561 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 1,726 ล้านบาท ลดลง 773 ล้านบาท จาก 2,499 ล้านบาท ใน 3Q2561 ส่วนใหญ่มาจากผลการดำเนินงานของการร่วมค้าในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่ลดลงจากไตรมาสก่อน โดยหลักจาก บริษัท พีทีที อาซาฮี เคมิคอล จำกัด (PTTAC) ซึ่งเป็นการร่วมค้าของ PTTGC ที่ปรับตัวลงตามราคาขายของผลิตภัณฑ์ AN และ MMA ที่ลดลง

นอกจากนั้น ใน 4Q2561 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้นจาก 3Q2561 จำนวน 2,932 ล้านบาท โดยหลักมาจากสัญญาบริหารความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์ของ PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) และ PTTEP

ใน 4Q2561 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) ได้แก่ การรับรู้กำไรจากการซื้อกิจการในราคาที่ต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของ PTTGC จำนวน 1,355 ล้านบาท และผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอนทาราของ PTTEP เพิ่มขึ้น 678 ล้านบาท จากการรับรู้ขาดทุนฯใน 3Q2561 จำนวน 1,208 ล้านบาท รวมถึงค่าใช้จ่ายการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของสินทรัพย์แหล่งมอนทาราจำนวน 1,754 ล้านบาท ทั้งนี้รายการดังกล่าวรับรู้ในส่วนของบริษัทใหญ่ประมาณ 950 ล้านบาท

ภาษีเงินได้ใน 4Q2561 จำนวน 9,551 ล้านบาท ลดลง 7,944 ล้านบาท หรือร้อยละ 45.4 จาก 17,495 ล้านบาทใน 3Q2561 โดยหลักมาจากใน 3Q2561 ปตท. มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการปรับโครงสร้างหน่วยธุรกิจน้ำมันใน 3Q2561 จำนวน 6,033 ล้านบาท และผลการดำเนินงานของบริษัทย่อยในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่ลดลง แม้ว่า PTTEP จะมีค่าใช้จ่ายทางภาษีเพิ่มขึ้นตามผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น

ดังนั้น กำไรสุทธิของ ปตท. และบริษัทย่อยในไตรมาสนี้มีจำนวน 19,538 ล้านบาท ลดลง 10,791 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.6 จาก 3Q2561 ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 30,329 ล้านบาท

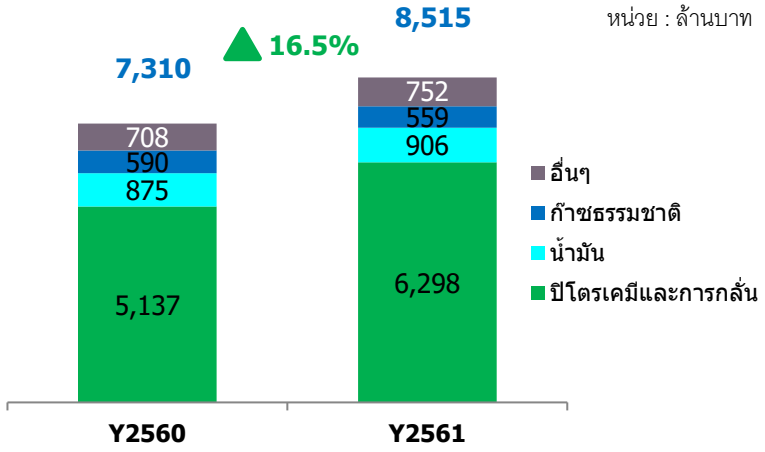
ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 2,336,155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 340,433 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.1 โดยเพิ่มขึ้นในทุกกลุ่มธุรกิจเมื่อเทียบกับปีก่อน ตามราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมส่วนใหญ่ที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้นจาก 53.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ในปี 2560 เป็น 69.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ในปี 2561 หรือคิดเป็นร้อยละ 30.53 และเพิ่มขึ้นจากราคาปิโตรเคมีเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น โดยในปี 2561 ปตท.และบริษัทย่อยมี EBITDA จำนวน 351,396 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,001 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.7 โดยหลักจากธุรกิจสำรวจและผลิตฯ ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น และผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ดีขึ้นในทุกธุรกิจยกเว้น NGV โดยเฉพาะจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้นทั้งปริมาณขายโดยเฉพาะผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) และราคาขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวดีขึ้นโดยเฉพาะลูกค้ากลุ่มไฟฟ้า รวมทั้งผลการดำเนินงานของบริษัทในเครือในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯที่ดีขึ้นจาก PTTLNG ที่เริ่มรับรู้รายได้ของ LNG Terminal 1 Phase 2 และผลการดำเนินงานจาก PTTNGD ที่ดีขึ้นตามราคาขายอ้างอิงเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานโดยรวมลดลง สาเหตุหลักกำไรขั้นต้นจากการผลิตทางบัญชี *(Accounting GIM)* ที่ลดลงจากขาดทุนสต็อกน้ำมัน 4Q2561 ตามราคาน้ำมันดิบที่ลดลงอย่างมากใน 4Q2561 ในขณะที่ปี 2560มีกำไรสต็อกน้ำมัน อีกทั้งผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ลดลงตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบของผลิตภัณฑ์ที่ลดลงโดยเฉพาะในช่วงสิ้นปี 2561 เนื่องจากความกังวลต่ออุปสงค์จากการชะลอตัวของเศรษฐกิจโลกโดยเฉพาะจากสงครามการค้าระหว่างสหรัฐฯและจีน ประกอบกับความผันผวนของวัตถุดิบกดดันความต้องการของผลิตภัณฑ์ รวมทั้งการรลดระดับสินค้าคงเหลือในช่วงปลายปี แม้ว่าปริมาณการผลิตและปริมาณขายของธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นในปี 2561 โดยรวมสูงขึ้นเนื่องจากในปี 2561 อัตรากำลังการกลั่นและกำลังการผลิตปิโตรเคมีในปี 2561 สูงกว่าปี 2560 เนื่องจากปี 2561 PTTGC เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรง LLDPE แห่งที่ 2

ในขณะที่ในปี 2560 PTTGC มีการปรับปรุงประสิทธิภาพและการหยุดซ่อมบำรุงของปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ และ IRPC มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน ประกอบกับธุรกิจน้ำมันมีผลการดำเนินงานที่ลดลงจากกำไรขั้นต้นที่ปรับลดลงตามขาดทุนสต็อกน้ำมัน ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรสต็อกน้ำมัน

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 123,495 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,206 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.2 จาก 116,289 ล้านบาท ในปี 2560 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตฯ จากการเข้าซื้อสัดส่วนลงทุนเพิ่มโครงการบงกช

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ในปี 2561 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 8,515 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,205 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.5 จาก 7,310 ล้านบาท ในปี 2560 โดยหลักเพิ่มขึ้นจาก PTTAC และจาก NatureWorks LLC ซึ่งเป็นการร่วมค้าของ PTTGC ที่มีราคาขายของผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มขึ้น

ในปี 2561 ปตท.และบริษัทย่อยมีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 2,369 ล้านบาท ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์จำนวน 693 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนของสัญญาประกันความเสี่ยงทางการเงินของ ปตท. และ TOP

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน ลดลง 7,296 ล้านบาท จาก 13,650 ล้านบาท ในปี 2560 เป็น 6,354 ล้านบาท โดยหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯที่ลดลง ของ ปตท. TOP และ PTTGC รวมถึงกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นแล้วและยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าลูกหนี้ลดลง ของ PTTEP จากค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯในปี 2561 ที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าปี 2560

ในปี 2561 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) โดยหลัก ได้แก่ การรับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอนทาราของ PTTEP จำนวน 1,886 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายจากความเสียหายจากวัตถุดิบคงคลังกรณี GGC 2,004 ล้านบาท รวมถึงการรับรู้กำไรจากการซื้อกิจการในราคาที่ต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรม ของ PTTGC จำนวน 1,355 ล้านบาท ขณะที่ในปี 2560 ปตท. มี Non-recurring Items โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมาเรียนา ออยล์ แซนด์ ของ PTTEP จำนวน 18,505 ล้านบาท และการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในธุรกิจถ่านหินของ PTTGM และธุรกิจปิโตรเคมีของ PTTGC จำนวน 4,229 ล้านบาท และ 2,296 ล้านบาท ตามลำดับ รวมถึงรับรู้รายได้เงินปันผลจากกองทุนรวม EPIF 4,310 ล้านบาท และกำไรจากการขายเงินลงทุนใน SPRC และกองทุนรวม 2,780 ล้านบาท ทั้งนี้รายการ

ดังกล่าวรับรู้เป็นค่าใช้จ่ายสุทธิในส่วนของบริษัทใหญ่ของปี 2561 ประมาณ 2,300 ล้านบาท และปี 2560 ประมาณ 9,000 ล้านบาท

ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 1,458 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.0 จาก 29,086 ล้านบาทในปี 2560 เป็น 27,628 ล้านบาทในปี 2561 สาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะยาวเฉลี่ยของปี 2561 ลดลง เมื่อเทียบกับปีก่อน จากการชำระคืนเงินกู้/หุ้นกู้ในระหว่างปี 2561

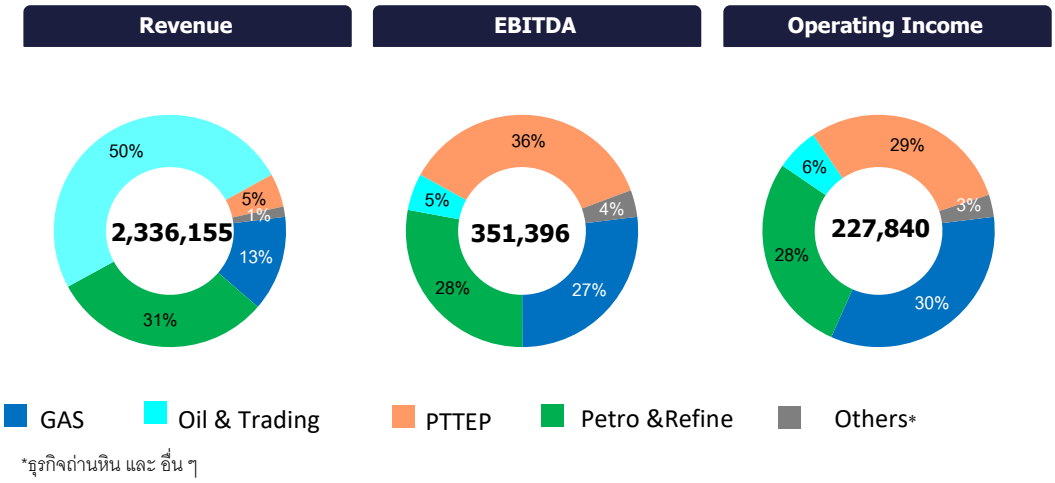
ภาษีเงินได้ เพิ่มขึ้น 25,341 ล้านบาท หรือร้อยละ 89.5 จาก 28,306 ล้านบาทในปี 2560 เป็น 53,647 ล้านบาทในปี 2561 โดยหลักมาจาก ปตท. มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จากการปรับโครงสร้างหน่วยธุรกิจน้ำมันในปี 2561 จำนวน 6,033 ล้านบาท รวมถึงจากการใช้สิทธิประโยชน์ยกเว้นภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนลดลงเนื่องจากใช้สิทธิครบวงเงินเมื่อ 4Q2560 ของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ และค่าใช้จ่ายภาษีที่เพิ่มขึ้นของ PTTEP ตามกำไรปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นในปี 2561

ดังนั้น กำไรสุทธิของ ปตท. และบริษัทย่อยในปี 2561 มีกำไรสุทธิ 119,684 ล้านบาท ลดลง 15,496 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.5 จากกำไรสุทธิจำนวน 135,180 ล้านบาท ในปี 2560

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจ

รายละเอียดยอดขาย EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน (Operating Income) สำหรับผลการดำเนินงานงวดปี 2561 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท



*ธุรกิจถ่านหิน และ อื่น ๆ

1. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม : บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือ PTTEP

	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม(ลด) YoY	%เพิ่ม(ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐฯ/BOE)	41.7	47.7	47.8	14.6%	0.2%	39.2	46.7	19.1%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED)	313,054	304,940	320,905	2.5%	5.2%	299,206	305,522	2.1%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 47,263 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,176 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.8 จากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 5.2 จาก 304,940 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (BOED) ใน 3Q2561 เป็น 320,905 BOED ใน 4Q2561 โดยผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากโครงการบงกช และโครงการสินภูฮ่อม รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.2 จาก 47.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (BOE) ใน 3Q2561 เป็น 47.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ใน 4Q2561 ตามราคาก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ใน 4Q2561 มีจำนวน 34,653 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,614 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.9 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 2,784 ล้านบาท จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายลดลง 133 ล้านบาท อย่างไรก็ดี ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 4Q2561 มีจำนวน 18,419 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,747 ล้านบาท หรือร้อยละ 10

อย่างไรก็ตาม ผลการดำเนินงานปรับลดลงจาก ค่าใช้จ่ายทางภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น จากผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้น (ค่าเงินอ่อนค่าลงใน 4Q2561) และจากการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของบริษัท พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย รวมทั้งสิ้นประมาณ 1,754 ล้านบาท และขาดทุนจากการขายสินทรัพย์มอนทาราประมาณ 678 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 171,809 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 24,084 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.3 จากปี 2560 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.1 จาก 39.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ในปี 2560 เป็น 46.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ในปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 จาก 299,206 BOED ในปี 2560 เป็น 305,522 BOED ในปี 2561 โดยหลักจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.22 ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2561 และผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากโครงการคอนแทร็ค 4

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 126,843 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,375 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.3 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 24,376 ล้านบาท จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 2,733 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ดี ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 4,373 ล้านบาท จากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการคอนแทร็ค 4 และโครงการเอส 1ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานในปี 2561 มีจำนวน 66,701 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,002 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.2

ทั้งนี้ผลการดำเนินงานภาพรวมดีขึ้น ตามกำไรการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าในปี 2561 จะมีค่าใช้จ่ายทางภาษีที่เพิ่มขึ้นจากอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าน้อยกว่าปีที่ผ่านมา อีกทั้งในปี 2560 มีการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมารีนา ออย์ แซนด์ จำนวน 18,505 ล้านบาท ขณะที่ในปี 2561 รับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอนทารา 1,886 ล้านบาท รวมทั้งการตัดจำหน่ายสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีของบริษัท พีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย 1,754 ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

รายละเอียดปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : ตัน	4Q2560	3Q2561	4Q2561	% เพิ่ม(ลด)		2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
LPG	739,842	900,314	838,498	13.3%	(6.9%)	2,919,062	3,203,338	9.7%
Ethane	613,494	597,005	595,823	(2.9%)	(0.2%)	2,333,234	2,389,118	2.4%
Propane	253,359	177,574	236,549	(6.6%)	33.2%	826,526	907,028	9.7%
NGL[1/]	198,974	167,112	171,968	(13.6%)	2.9%	732,192	692,853	(5.4%)
รวม	1,805,669	1,842,005	1,842,838	2.1%	0.05%	6,811,014	7,192,337	5.6%

หมายเหตุ 1/ รวมผลิตภัณฑ์ Pentane

รายละเอียดราคาผลิตภัณฑ์อ้างอิงของโรงแยกก๊าซฯ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : เหรียญสหรัฐฯ/ตัน	4Q2560	3Q2561	4Q2561	% เพิ่ม(ลด) YoY	% เพิ่ม(ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
LPG 1/,4/	578	589	531	(8.1%)	(9.8%)	485	539	11.1%
Ethylene 2/	1,195	1,217	883	(26.1%)	(27.4%)	1,092	1,149	5.2%
Propylene 2/	828	1,027	936	13.0%	(8.9%)	823	990	20.3%
HDPE 2/	1,226	1,350	1,207	(1.6%)	(10.6%)	1,168	1,335	14.3%
PP 2/	1,196	1,288	1,215	1.6%	(5.7%)	1,155	1,273	10.2%
Naphtha 3/	519	608	583	12.3%	(4.1%)	449	576	28.3%

หมายเหตุ 1/ เป็นราคา Contract Price (CP) 50:50

2/ ราคาตลาดจรของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (South East Asia – Spot)

3/ ราคาตลาดจรของประเทศสิงคโปร์ (MOP'S)

4/ ที่ประชุม กพช. รับทราบข้อสรุปการดำเนินงานเพื่อเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG ตามที่ประชุม กบง. วันที่ 2 ธ.ค. 2559 กบง. มีมติเห็นชอบแนวทางเปิดเสรีธุรกิจก๊าซ LPG เป็น 2 ระยะ โดยระยะแรกเป็นช่วงเวลาเปลี่ยนผ่านก่อนจะเปิดเสรีทั้งระบบ(ช่วงปี 2560) ซึ่งในระยะแรกจะเปิดเสรีเฉพาะในส่วนการนำเข้าแต่ยังคงควบคุมราคาโรงกลั่นน้ำมันและโรงแยกก๊าซธรรมชาติผ่านกลไกของกองทุนน้ำมัน และระยะที่สองเป็นการเปิดเสรีทั้งระบบ มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ส.ค.2560 โดยยกเลิกการกำหนดราคา LPG ณ โรงกลั่นสำหรับโรงแยกก๊าซฯ และโรงกลั่น โดย สนพ. จะประกาศราคาอ้างอิงสำหรับกำกับราคาขายปลีก LPG ในประเทศเท่านั้น ทั้งนี้ สนพ. จะมีกลไกติดตามกรณีที่ราคานำเข้า LPG มีความแตกต่างจากต้นทุนโรงแยกก๊าซฯอย่างมีนัยสำคัญ และจะเสนอให้ กบง. พิจารณาตามสถานการณ์นั้นๆ เป็นรายเดือน

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 131,584 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,797 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.0 จาก 3Q2561 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายก๊าซฯเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นใน 4Q2561 รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯเฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 37 MMSCFD จาก 4,668 MMSCFD ใน 3Q2561 เป็น 4,705 MMSCFD ใน 4Q2561 หรือร้อยละ 0.8 โดยหลักจากลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้า

ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ของ ปตท. ที่มีรายได้ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่อ้างอิงราคาปิโตรเคมีลดลง ในขณะที่ราคาต้นทุนก๊าซฯสูงขึ้น แม้ว่าปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้นเล็กน้อย จาก 1,842,005 ตันใน 3Q2561 เป็น 1,842,838 ตันใน 4Q2561

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 4Q2561 มีจำนวน 21,373 ล้านบาท ลดลง 3,458 ล้านบาท หรือร้อยละ 13.9 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 16,623 ล้านบาท ลดลง 3,656 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 18.0 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ลดลง จากราคาขายเฉลี่ยลดลง และต้นทุนเนื้อก๊าซฯที่ปรับสูงขึ้น สำหรับ EBITDA จากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ ลดลง ตามราคาขายที่อ้างอิงปรับลดลงตามราคาน้ำมันที่ลดลง อย่างไรก็ตาม ธุรกิจท่อส่งก๊าซฯ มี EBITDA เพิ่มขึ้นจากค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่ลดลง และEBITDA ของธุรกิจ NGV ขาดทุนลดลง เป็นผลจากค่าใช้จ่ายในการปรับคุณภาพก๊าซฯ ลดลงตามค่าความร้อนที่สูงขึ้น

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 489,549 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 45,809 ล้านบาทหรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.3 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณจำหน่ายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) โดยรวมลดลงเล็กน้อยจาก 4,716 MMSCFD ในปี 2560 เป็น 4,710 MMSCFD ใน ปี 2561 โดยปริมาณขายให้แก่ลูกค้าโรงไฟฟ้าใกล้เคียงกับปีก่อน ในขณะที่ปริมาณขาย NGV ลดลง

นอกจากนี้ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้นจาก 6,811,014 ตัน ในปี 2560 เป็น 7,192,337 ตัน ในปี 2561 หรือร้อยละ 5.6 โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์ LPG ที่ขายให้ PTTOR และ Propane ที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากลูกค้า PTTGC และ HMC กลับมารับผลิตภัณฑ์ตามปกติ จากที่ปิดซ่อมบำรุงใน ปี 2560 และโรงแยกก๊าซฯ มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนในปี 2561 น้อยกว่าปี 2560 รวมทั้งราคาขายเฉลี่ยในปี 2561 เพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีอ้างอิงในตลาดโลกที่เพิ่มขึ้น

EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ในปี 2561 มีจำนวน 94,084 ล้านบาท และ 76,088 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,292 ล้านบาท และ 8,637 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจากผลการดำเนินงานของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ และธุรกิจท่อส่งก๊าซฯ รวมถึง ผลการดำเนินงานของบริษัทในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ดีขึ้นจาก PTTLNG ที่เริ่มรับรู้รายได้ของ LNG Terminal 1 Phase 2 (กำลังการผลิต 5 ล้านตันต่อปี) ตั้งแต่เดือน มีนาคม 2561 และผลการดำเนินงานจาก PTTNGD ที่ดีขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

ในขณะที่ธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้นตามราคาต้นทุนก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง และราคาขายได้ปรับเพิ่มขึ้นกล่าวคือกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะได้ปรับขึ้นจาก 10.00 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 10.62 บาทต่อกิโลกรัม. ตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม 2561 และราคาขายของกลุ่มลูกค้ารถยนต์ส่วนบุคคลได้ปรับเพิ่มขึ้นในส่วนของค่าใช้จ่ายการปรับปรุงคุณภาพก๊าซที่ได้ปรับเพิ่มขึ้นจำนวน 0.4553 บาทต่อกิโลกรัม จาก 3.4367 บาทต่อกิโลกรัม เป็น 3.8920 บาท/กิโลกรัม โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 16 กันยายน 2560

กลุ่มธุรกิจถ่านหิน

	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
ราคาอ้างอิงนิวคาสเซิล (เหรียญสหรัฐฯ/ตัน)	98.2	117.5	104.4	6.3%	(11.1%)	88.5	107.3	21.2%
ราคาขายเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐฯ/ตัน)	74.8	84.2	70.6	(5.6%)	(16.2%)	70.3	77.6	10.4%
ปริมาณขาย (ล้านตัน)	2.5	1.9	2.1	(16.0%)	10.5%	8.3	8.2	(1.2%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 ธุรกิจถ่านหินมีรายได้จากการขายจำนวน 4,867 ล้านบาท ลดลง 475 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.9 เมื่อเทียบกับ 3Q2561 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยลดลง 13.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 16.2 จาก 84.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 70.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตันใน 4Q2561 ซึ่งเป็นไปตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่ลดลงร้อยละ 11.1 จากอุปสงค์ที่ลดลงจากการนำเข้าของประเทศจีนเนื่องจากปริมาณโควต้าการนำเข้าหมดในช่วง 4Q2561 ขณะที่อุปทานอยู่ในระดับเดิม อย่างไรก็ตามปริมาณขายถ่านหินเพิ่มขึ้น 0.2 ล้านตัน หรือร้อยละ 10.5 จาก 1.9 ล้านตัน ใน 3Q2561 มาอยู่ที่ 2.1 ล้านตัน ใน 4Q2561 เนื่องจากความต้องการใช้ถ่านหินโดยปกติที่เพิ่มสูงขึ้นในช่วงฤดูหนาว

EBITDA ใน 4Q2561 มีจำนวน 2,221 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน 343 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.3 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น จากต้นทุนค่าทำเหมืองที่ปรับลดตามราคาอ้างอิง Newcastle และราคาน้ำมันที่ลดลง รวมถึงต้นทุนที่ลดลงจากการชนะคดีทางภาษีของผลตัดสินคดีความในอดีต ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 4Q2561 อยู่ที่ 1,734 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 384 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่ลดลง 41 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

รายได้จากการขายในปี 2561 มีจำนวน 20,527 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 952 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.9 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้น 7.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 10.4 จาก 70.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในปี 2560 มาอยู่ที่ 77.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในปี 2561 ตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 21.2 ขณะที่ปริมาณขายถ่านหินลดลงเล็กน้อย 0.1 ล้านตัน หรือร้อยละ 1.2 จาก 8.3 ล้านตัน มาอยู่ที่ 8.2 ล้านตัน ในปี 2561 เนื่องจากความต้องการในช่วงครึ่งหลังของปี 2561 ลดลงตามราคาถ่านหินที่ปรับสูงขึ้นมากใน 3Q2561 ทำให้มีการชะลอการซื้อ

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 7,445 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,331 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.8 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น 1,184 ล้านบาท จากราคาขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าต้นทุนเพิ่มขึ้นจากค่าทำเหมืองที่สูงขึ้น และต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากผลตัดสินคดีความด้านภาษีในอดีต ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของปี 2561 มีจำนวน 5,516 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,292 ล้านบาท เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายเพิ่มขึ้น 39 ล้านบาท

2. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย

กลุ่มธุรกิจน้ำมัน

หน่วย: ล้านลิตร	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม (ลด)		2560	2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	6,644	6,301	6,542	(1.5%)	3.8%	26,006	26,351	1.3%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 151,599 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,516 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.8 จากปริมาณขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์ในไตรมาสนี้เพิ่มขึ้น 241 ล้านลิตร หรือร้อยละ 3.8 เป็น 6,542 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 447,267 บาร์เรลต่อวัน ใน 4Q2561 ในเกือบทุกผลิตภัณฑ์ โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ดีเซลและเบนซินตามจำนวนสถานีบริการที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับความต้องการของโรงงานอุตสาหกรรมสำหรับน้ำมันดีเซลและน้ำมันเตาในช่วงฤดูการผลิตที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ใน 4Q2561 มี จำนวน 907 ล้านบาท ลดลงจาก 3Q2561 จำนวน 3,196 ล้านบาท หรือร้อยละ 77.9 และมีขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 102 ล้านบาท ในขณะที่ที่ไตรมาสก่อนมีกำไรจากส่วนงานดำเนินงานจำนวน 3,256 ล้านบาท โดยหลักจากผลขาดทุนสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่ลดลงอย่างมากใน 4Q2561 และค่าโฆษณาและค่าใช้จ่ายส่งเสริมการขายเพิ่มขึ้น แม้ว่ากำไรขั้นต้นจากผลิตภัณฑ์อากาศยานปรับตัวดีขึ้นตามราคาขายที่อิงราคาขายผลิตภัณฑ์ของเดือนก่อนหน้า (M-1) กำไรขั้นต้นที่ไม่รวมสต๊อกน้ำมันจากผลิตภัณฑ์ดีเซลดีขึ้น

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี2561 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 601,064 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 53,768 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.8 จากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลกโดยเฉพาะในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 345 ล้านลิตร หรือร้อยละ 1.3 จาก 26,006 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 448,159 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 เป็น 26,351 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 454,103 บาร์เรลต่อวันในปี 2561 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ดีเซล เบนซิน ที่เพิ่มขึ้นจากการขยายสถานีบริการและผลิตภัณฑ์อากาศยานที่เพิ่มขึ้นภายหลังจาก International Civil Aviation Organization (ICAO) ประกาศถอดประเทศไทยออกจากรายชื่อประเทศที่มีความเสี่ยงด้านความปลอดภัยด้านการบินพลเรือนเมื่อช่วงต้นปี 2561 ทำให้หลายสายการบินสามารถกลับมาดำเนินการตามปกติได้

EBITDA และ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานในปี 2561 มีจำนวน 15,271 ล้านบาท และ 10,955 ล้านบาท ลดลง 4,327 ล้านบาท และ 4,499 ล้านบาท ตามลำดับ โดยหลักจาก ขาดทุนสต๊อกน้ำมันในปี 2561 ในขณะที่ปี 2560 มีกำไรสต๊อกน้ำมัน สำหรับค่าโฆษณา ส่งเสริมการขาย และค่าดำเนินงานเพิ่มขึ้นตามจำนวนสาขาที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าธุรกิจเสริม (non-oil) ปรับตัวดีขึ้นประมาณร้อยละ 7 ตามการขยายสาขาของคาเฟ่ อเมซอน (Café Amazon) และกำไรขั้นต้นที่ไม่รวมสต๊อกน้ำมันของผลิตภัณฑ์ดีเซลและเบนซินเพิ่มขึ้น

กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	Q4/2560	Q3/2561	Q4/2561	%เพิ่ม (ลด)		2560	2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	19,531	20,980	21,024	7.6%	0.2%	75,638	80,481	6.4%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 331,492 ล้านบาท ลดลง 3,966 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.2 จาก 3Q2561 จากราคาขายที่ลดลงตามราคาตลาดโลก ในขณะที่ปริมาณขาย เพิ่มขึ้น 44 ล้านลิตร หรือร้อยละ 0.2 จาก 20,980 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,434,378 บาร์เรลต่อวันใน 3Q2561 เป็น 21,024 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,437,391 บาร์เรลต่อวันใน 4Q2561 เนื่องจากปริมาณการขายน้ำมันดีเซลในตลาดแถบเอเชียเหนือและยุโรป (Out – Out Trading) เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 4Q2561 มีจำนวน 1,409 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 406 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 40.5 โดยหลักจากคอนเดนเสทในประเทศที่มีกำไรต่อหน่วยเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ในไตรมาสนี้ อยู่ที่ 1,321 ล้านบาท เพิ่มขึ้น จำนวน 326 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้นดังที่กล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีรายได้จากการขายจำนวน 1,239,121 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 303,505 ล้านบาท หรือร้อยละ 32.4 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลกโดยเฉพาะในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 4,843 ล้านลิตรหรือร้อยละ 6.4 จาก 75,638 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,303,442 บาร์เรลต่อวันในปี 2560 เป็น 80,481 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,386,912 บาร์เรลต่อวันในปี 2561 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้าเนื่องจากไตรมาส 1 ปี 2560 โรงกลั่น IRPC ปิดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน และ ปริมาณการค้าผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสท (Out – Out Trading) เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงในปี 2561 มีจำนวน 5,929 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 542 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.1 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อหน่วยของผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้าและคอนเดนเสทในประเทศเพิ่มขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากราคาน้ำมันใน Crude Basket เฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ของกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ในปี 2561 เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 5,818 ล้านบาท จาก 5,354 ล้านบาท ในปี 2560 ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
Market GRM	5.55	4.74	4.47	(19.5%)	(5.7%)	5.74	4.69	(18.3%)
Inventory gain (loss)	3.04	1.06	(6.17)	<(100%)	<(100%)	1.04	(0.28)	<(100%)
Accounting GRM	7.72	5.79	(1.85)	<(100%)	<(100%)	6.40	4.36	(31.9%)
Refinery Utilization rate (%)	104.2%	104.6%	105.3%	1.1%	0.7%	100.0%	104.4%	4.4%

หน่วย: เหรียญสหรัฐฯต่อตัน	4Q2560	3Q2561	4Q2561	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	2560	2561	% เพิ่ม (ลด)
โอเลฟินส์								
Naphtha (MOPJ)	570	667	568	(0.4%)	(14.8%)	496	614	23.8%
HDPE	1,226	1,350	1,207	(1.5%)	(10.6%)	1,168	1,330	13.9%
HDPE - Nahptha	656	683	639	(2.6%)	(6.4%)	672	716	6.5%
LLDPE	1,194	1,170	1,098	(8.0%)	(6.2%)	1,178	1,181	0.3%
LLDPE - Nahptha	624	503	530	(15.1%)	5.4%	682	567	(16.9%)
LDPE	1,273	1,200	1,102	(13.4%)	(8.2%)	1,277	1,207	(5.5)%
LDPE - Nahptha	703	533	534	(24.0%)	0.2%	781	593	(24.1)%
PP	1,196	1,288	1,215	1.6%	(5.7%)	1,155	1,269	9.9%
PP - Nahptha	626	621	647	3.4%	4.2%	659	655	(0.6)%
อะโรเมติกส์								
Condensate	528	642	579	9.7%	(9.8%)	467	606	29.8%
BZ	839	856	694	(17.3%)	(18.9%)	823	821	(0.2%)
BZ – Cond	311	214	115	(63.0%)	(46.3%)	357	215	(39.8%)
PX	886	1,143	1,148	29.6%	0.4%	847	1,057	24.8%
PX – Cond	358	501	569	58.9%	13.6%	380	451	18.7%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 285,132 ล้านบาท ลดลง 12,223 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.1 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่นที่มีรายได้ขายปรับตัวลดลงตามราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับลงทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน แม้ว่าปริมาณขายจะเพิ่มขึ้นตามอัตราการใช้กำลังการกลั่นของกลุ่มใน 4Q2561 ที่เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 105.3 จากร้อยละ 104.6 ใน 3Q2561 ที่มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยผลิต Hyvahl และ RDCC ของ IRPC

ในส่วนของรายได้จากธุรกิจปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ปรับตัวลดลงจากราคาผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่ที่ลดลงตามอุปสงค์ที่ชะลอตัวจากความกังวลต่อผลกระทบจากสงครามทางการค้าระหว่างสหรัฐฯ และจีน รวมทั้งปริมาณการส่งออกจากสหรัฐฯไปภูมิภาคอื่นแทนประเทศจีน แม้ปริมาณการขายจะเพิ่มขึ้น จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของ PTTGC ในไตรมาสก่อน สำหรับรายได้จากธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ลดลงเช่นกัน สาเหตุหลักจากราคา BZ ที่ปรับตัวลดลงจากความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำทั้งผลิตภัณฑ์สไตรีนโมโนเมอร์และฟีนอลที่ลดลงเนื่องจากเป็นช่วงหยุดซ่อมบำรุงประจำปีของโรงกลั่นและและโรงงานอะโรเมติกส์ในเอเชีย รวมถึงระดับสินค้าคงคลังของผลิตภัณฑ์เบนซีนในประเทศจีนที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง

แม้ว่าราคา PXปรับเพิ่มขึ้นจากความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำทั้ง PTA และผลิตภัณฑ์โพลีเอสเตอร์ที่สูงขึ้น แม้ว่ามีอุปทานเพิ่มขึ้นจากอะโรเมติกส์ที่เริ่มกำลังการผลิต เช่น PetroRabigh ประเทศซาอุดิอาระเบีย และ Nghi son ประเทศเวียดนาม

EBITDA ใน 4Q2561 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวน 3,837 ล้านบาท ลดลง 26,756 ล้านบาท จาก 3Q2561 และมีขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 5,184 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 27,065 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับลดลง โดย Accounting GRM ลดลงจาก 5.79 US$/BBL เป็น (1.85) US$/BBL ซึ่งเป็นผลจากทั้งกำไรขั้นต้นจากการกลั่นซึ่งไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน (Market GRM) ลดลงจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบที่ปรับตัวลงอย่างมากจากอุปทานล้นตลาด อีกทั้งกำไรจากสต๊อกน้ำมันที่ลดลงจาก 1.06 US$/BBL ใน 3Q2561 เป็นขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 6.17 US$/BBL ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงอย่างมากใน 4Q2561 หรือประมาณ 16,700 ล้านบาท
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ลดลง โดยหลักจากราคาผลิตภัณฑ์ลดลง ขณะที่ต้นทุนวัตถุดิบเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน แม้ว่าปริมาณขายจะสูงขึ้นเล็กน้อย สำหรับผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับลดลงโดยหลักจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ กับคอนเดนเสท เนื่องจาก 4Q2561 เป็นช่วงหยุดซ่อมบำรุงประจำปีของโรงกลั่นและและโรงงานอะโรเมติกส์ในเอเชีย รวมถึงระดับสินค้าคงคลังของผลิตภัณฑ์ BZ ในประเทศจีนที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับใน 4Q2561 มีขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 3,000 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงอย่างมากใน 4Q2561แม้ว่าราคา PX จะปรับเพิ่มขึ้นจากอุปสงค์ที่เพิ่มขึ้นตามความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ

ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 1,132,080 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 181,353 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.1 ส่วนใหญ่จากราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และสายโอเลฟินส์ที่เพิ่มขึ้นเกือบทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบและความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีของตลาดผลิตภัณฑ์ปลายน้ำที่เพิ่มขึ้น

สำหรับปริมาณขายในธุรกิจการกลั่นเพิ่มขึ้น ตามอัตราการใช้กำลังการกลั่นโดยรวมที่เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 100.0 ในปี 2560 เป็นร้อยละ 104.4 ในปี 2561 เช่นเดียวกับปริมาณขายและอัตรากำลังการผลิตของธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์สูงขึ้น เนื่องจากปี 2561 PTTGC เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ของโรง LLDPE แห่งที่ 2 ในขณะที่ ปี 2560 PTTGC มีการปรับปรุงประสิทธิภาพและการหยุดซ่อมบำรุงของโรงปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ IRPC มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน

ในปี 2561 EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 97,821 ล้านบาท ลดลง 26,014 ล้านบาท และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 62,922 ล้านบาท ลดลง 26,394 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับลดลงจาก Accounting GRM ที่ลดลงจาก 6.40 US$/BBL ในปี 2560 เป็น 4.36 US$/BBL ในปี 2561 ตาม Market GRM ที่ลดลงจาก crude premium ที่เพิ่มขึ้น และส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินและน้ำมันเตากับน้ำมันดิบปรับลดลง นอกจากนี้ กำไรจากสต๊อกน้ำมันปรับลดลงจาก 1.04 US$/BBL เป็นขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 0.28 US$/BBL ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลงมากใน 4Q2561

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ในภาพรวมปรับลดลง จากราคาผลิตภัณฑ์ที่ลดลง โดยเฉพาะใน 4Q2561 ขณะที่ต้นทุนวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 4Q2561 แม้ปริมาณขายจะสูงขึ้นโดยเฉพาะจาก PTTGC ซึ่งมีกำลังการผลิตเพิ่มจากโรง LLDPE แห่งที่ 2 สำหรับผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ลดลง จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ กับวัตถุดิบปรับตัวลดลง เนื่องจากอุปทานเบนซีนที่เพิ่มสูงขึ้น โดยเฉพาะในประเทศจีนเนื่องจากมีปริมาณสำรองเบนซีนอยู่ในระดับสูงกว่าปกติ แม้ว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบในปี 2561 ปรับสูงขึ้นเนื่องจากอุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ PX ของโลกเพิ่มขึ้นจากการเติบโตของผลิตภัณฑ์ขั้นปลายโพลีเอสเตอร์และ ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ PTA เพื่อผลิตผลิตภัณฑ์ PET ทดแทน recyle PET ที่หายไปในประเทศจีน

กลุ่มธุรกิจอื่น ๆ

ธุรกิจอื่นๆ ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม ซึ่งโดยหลักมาจาก GPSC

ผลการดำเนินงานไตรมาส 4 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2561

ใน 4Q2561 GPSC มีรายได้จากการขายจำนวน 5,837 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 824 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.4 ตามปริมาณขายไฟฟ้าที่ลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผนของโรงไฟฟ้าศรีราชาและโรงไฟฟ้า IRPC-CP ใน 4Q2561 ในขณะที่อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ยังคงเป็นอัตราเดิม

EBITDA ใน 4Q/2561 มีจำนวน 974 ล้านบาท ปรับตัวลดลง 397 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.0 จากกำไรขั้นต้นที่ลดลง ตามต้นทุนราคาก๊าซฯ ที่ปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ภาพรวมผลการดำเนินงานใน 4Q2561 ของ GPSC ปรับลดลงตาม EBITDA ที่ลดลง ในขณะที่ในไตรมาสก่อนมีรายได้เงินปันผลรับจากบริษัทราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด (RPCL) จำนวน 135 ล้านบาท

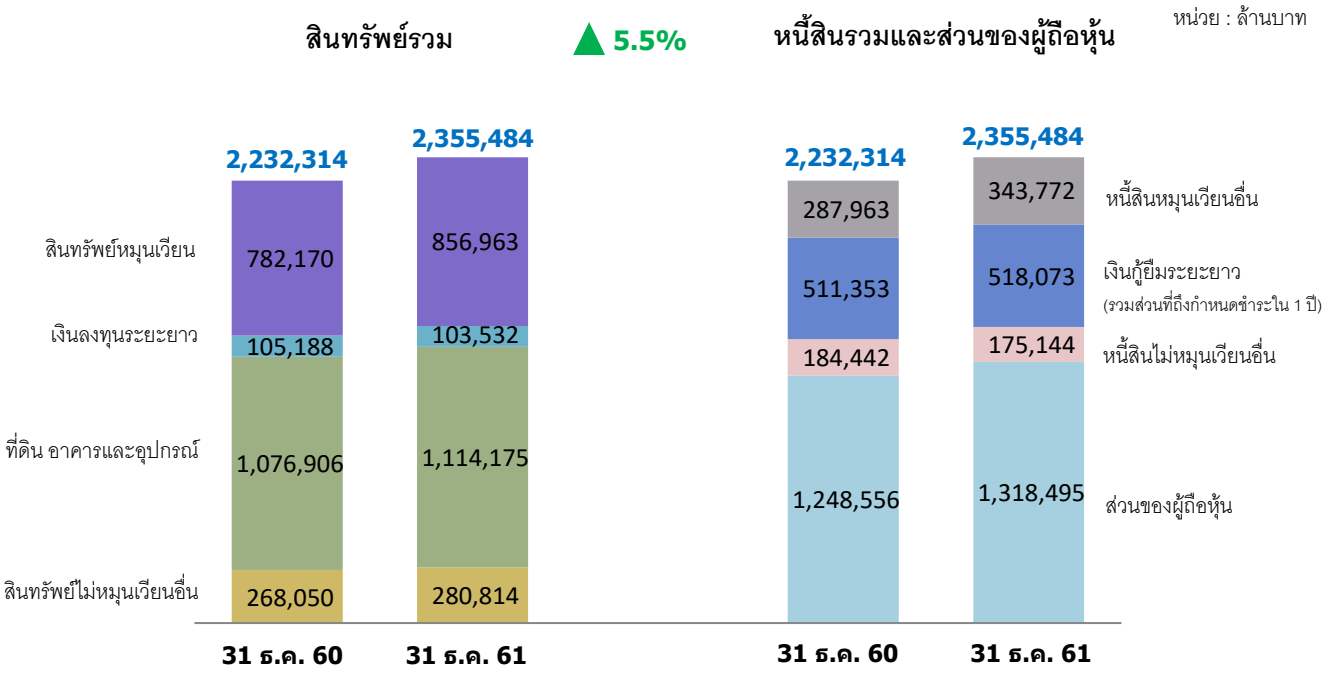
ผลการดำเนินงานของปี 2561 เปรียบเทียบกับปี 2560

ในปี 2561 GPSC มีรายได้จากการขายจำนวน 24,777 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 4,860 ล้านบาท ร้อยละ 24.4 จากปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้า IRPC-CP ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 240 เมกกะวัตต์ ได้ดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มทั้ง 2 ระยะ และโรงไฟฟ้า ISP1 ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 20.8 เมกกะวัตต์ เริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ 4Q2560 รวมถึงปริมาณขายของโรงผลิตสาธารณูปการระยองสูงขึ้นตามการขยายกำลังผลิตของลูกค้า นอกจากนี้อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

EBITDA ในปี 2561 มีจำนวน 5,457 ล้านบาท ปรับตัวเพิ่มขึ้น 1,270 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.3 จากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น แม้ต้นทุนราคาก๊าซฯ รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารปรับตัวสูงขึ้น

ทั้งนี้ภาพรวมผลการดำเนินงานในปี 2561 ของ GPSC ปรับเพิ่มขึ้นตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาและตัดจำหน่ายสูงขึ้นจากการดำเนินการเชิงพาณิชย์เต็มของ IRCP-CP และ ISP1 รวมถึงมีรายได้เงินปันผลรับจาก RPCL ลดลงจากปีก่อน

การวิเคราะห์ฐานะการเงินปตท. และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560



สินทรัพย์

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,355,484 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 123,170 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.5 เป็นผลจาก

: สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้น 74,793 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.6 สาเหตุหลักมาจาก

- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นสุทธิ 38,765 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากเงินสดสุทธิจากการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นของ ปตท.และบริษัทในเครือ
- สินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น 3,408 ล้านบาท โดยหลักจากปริมาณสินค้าคงคลังเพิ่มสูงขึ้น ทั้งผลิตภัณฑ์น้ำมันและผลิตภัณฑ์ก๊าซฯ
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 32,931 ล้านบาท โดยหลักจากลูกหนี้อื่นที่เพิ่มขึ้น จากภาษีซื้อขอคืนจากเงินจ่ายจากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. ของ PTTOR และ เงินจ่ายล่วงหน้าค่าเข้าซื้อสัดส่วนเงินลงทุนเพิ่มในโครงการบงกชของ PTTEP

: เงินลงทุนระยะยาว ลดลง 1,656 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.6 โดยหลักจากการโอนเปลี่ยนประเภทเงินลงทุนเผื่อขายของ TOP และ PTTGC เป็นเงินลงทุนชั่วคราว

: ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ เพิ่มขึ้น 37,269 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.5 โดยหลักจากการเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างโครงการต่าง ๆ ของกลุ่มบริษัท เช่น โครงการ Olefins Reconfiguration โครงการผลิต Propylene Oxide และโครงการผลิต Polyols ของ PTTGC, โครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 ของ ปตท., โครงการอาคารสำนักงานไทยออยล์ ศรีราชา โครงการก่อสร้างถังน้ำมันดิบ และโครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือ 7 และ 8 ของ TOP และ โครงการ Catalyst Cooler ของ IRPC ประกอบ

กับการที่ PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกชร้อยละ 22.22 การลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการซอติก้า และ เอส 1 แม้ว่าจะมีค่าเสื่อมราคา สำหรับปี 2561 จำนวน 117,703 ล้านบาท

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 12,764 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.8 โดยหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชีของ PTTOR ที่เพิ่มขึ้นจากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. รวมทั้งค่าความนิยม ที่เพิ่มขึ้นจาก PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช

หนี้สิน

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,036,989 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 53,231 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.4 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 55,809 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.4 ส่วนใหญ่มาจากเจ้าหนี้อื่น ของ PTTEP ที่เพิ่มขึ้นจากสิ่งตอบแทนที่จะต้องจ่ายจากการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช และเจ้าหนี้งานก่อสร้างของ PTTGC ในโครงการ Olefins Reconfiguration ประกอบกับภาษีเงินได้ค้างจ่าย ของ ปตท. ที่เพิ่มสูงขึ้นจากกำไรจากการโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันให้ PTTOR รวมทั้งสิทธิในบัตรส่งเสริมการลงทุนที่หมดอายุของโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2560

: เงินกู้ยืมระยะยาว (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) เพิ่มขึ้น 6,720 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.3 ส่วนใหญ่เป็นการกู้ยืมระยะยาวที่เพิ่มขึ้น 6,832 ล้านบาท จากการกู้ยืมเพิ่มเติมในงวดจำนวน 143,627 ล้านบาท โดยหลักจาก TOP PTTOR PTTGC และ IRPC อย่างไรก็ตามมีการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวและไถ่ถอนหุ้นกู้ จำนวน 136,795 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTGC PTTEP PTT TOP และ IRPC ทั้งนี้มีผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและค่าธรรมเนียม ทำให้เงินกู้ยืมระยะยาวเพิ่มขึ้น 198 ล้านบาท

: หนี้สินไม่หมุนเวียนลดลง 9,298 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.0 ส่วนใหญ่จากเงินรับล่วงหน้าระยะยาวที่ลดลงของ PTTT และ หนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีของ PTTEP ที่ลดลงตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,318,495 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2560 จำนวน 69,939 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.6 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับงวดปี 2561 จำนวน 119,684 ล้านบาท ทั้งนี้ มีการจ่ายเงินปันผลจากผลการดำเนินงานงวดครึ่งปีหลังของปี 2560 จำนวน 12 บาทต่อหุ้น และงวดครึ่งปีแรกของปี 2561 ที่ 0.80 บาทต่อหุ้น (ภายหลังจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นสามัญที่ตราไว้ของปตท. จาก 10 บาทต่อหุ้น เป็น 1 บาทต่อหุ้น) เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 57,108 ล้านบาท

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม 2561 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 125,995 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด จำนวน 166,189 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 292,184 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

	หน่วย: ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	267,801
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปจากกิจกรรมลงทุน	(34,148)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(111,468)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	637
ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	3,173
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	125,995
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	166,189
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	292,184

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 267,801 ล้านบาท มาจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ตามงบกำไรขาดทุนจำนวน 119,684 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย) จากกิจกรรมดำเนินงาน โดยรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายรวมจำนวน 123,556 ล้านบาท ภาษีเงินได้จำนวน 53,647 ล้านบาท กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 45,726 ล้านบาท และต้นทุนทางการเงินจำนวน 27,627 ล้านบาท รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิลดลงจำนวน 44,043 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 45,371 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปจากกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 34,148 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินรับจากเงินลงทุนชั่วคราว รวมจำนวน 93,821 ล้านบาท โดยหลักมาจากเงินฝากประจำที่ครบกำหนด ของ PTTEP และ ปตท.จำนวน 68,901 และ 49,530 ล้านบาท ตามลำดับ

: เงินจ่ายลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า รวมจำนวน 106,958 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการซอติก้า และ โครงการเอส 1, การลงทุนในโครงการ Olefins Reconfiguration, Propylene Oxide และ Polyols ของ PTTGC, การลงทุนในโครงการต่างๆ ของ ปตท. โดยโครงการหลัก ได้แก่ โครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5, การลงทุนในโครงการอาคารสำนักงาน โครงการก่อสร้างถังน้ำมันดิบ โครงการก่อสร้างท่าเทียบเรือของ TOP นอกจากนี้ยังมี โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) และ โครงการ Catalyst Cooler ของ IRPC เป็นต้น

: เงินจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะยาว จำนวน 38,035 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายลงทุนในการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช ของ PTTEP และการเข้าซื้อกิจการในกลุ่มปิโตรเคมีของ PTTGC

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 111,468 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายปันผลจำนวน 85,035 ล้านบาทโดยหลักเป็นของ ปตท. PTTGC PTTEP TOP และ IRPC และเงินจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 28,148 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	2560	2561
อัตราส่วนสภาพคล่อง			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.21	2.11
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.61	1.50
อัตราส่วนหมุนเวียนลูกหนี้การค้า	เท่า	12.28	13.13
ระยะเวลาเก็บหนี้เฉลี่ย	วัน	29.32	27.42
อัตราส่วนหมุนเวียนเจ้าหนี้	เท่า	10.87	12.62
ระยะเวลาชำระหนี้	วัน	33.12	28.53
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรจากการดำเนินงานต่อเนื่อง			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	15.40%	13.40%
อัตรากำไรสุทธิ	%	9.25%	7.08%
อัตราผลตอบแทนผู้ถือหุ้น	%	17.09%	14.13%
อัตราส่วนแสดงประสิทธิภาพในการดำเนินงาน			
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์	%	8.27%	7.21%
อัตราส่วนผลตอบแทนจากสินทรัพย์ถาวร	%	16.91%	15.10%
อัตราการหมุนของสินทรัพย์	เท่า	0.89	1.02
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.42	0.41
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	11.01	11.13
กำไรสุทธิต่อหุ้น			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	4.67	4.15

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจในปี 2562

เศรษฐกิจโลกในปี 2562 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงจากปี 2561 จากเศรษฐกิจสหรัฐฯ ที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอลงท่ามกลางแรงส่งจากนโยบายปรับลดภาษีของรัฐบาลที่แผ่วลง ตลอดจนความไม่แน่นอนอันเนื่องจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้าระหว่างสหรัฐฯกับจีน แม้จะยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากตลาดแรงงานที่เข้มแข็ง ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรคาดว่าจะขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยท่ามกลางการดำเนินนโยบายการเงินของธนาคารกลางยุโรปที่ผ่อนคลายน้อยลง ตลอดจนความไม่แน่นอนทางการเมืองในหลายประเทศที่อาจส่งผลต่อความเชื่อมั่นและการลงทุนภาคเอกชน สำหรับเศรษฐกิจจีนคาดว่าจะสามารถขยายตัวที่ระดับเป้าหมายของรัฐบาลที่ร้อยละ 6-6.5 ท่ามกลางการผ่อนปรนมาตรการชะลอการขยายตัวของสินเชื่อและการออกมาตรการช่วยสนับสนุนการขยายตัวของเศรษฐกิจของรัฐบาลเพื่อรองรับผลกระทบทางลบจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้ากับสหรัฐฯ โดยเศรษฐกิจโลกยังคงมีความเสี่ยงจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้าที่อาจรุนแรงขึ้น ภาวะการเงินโลกที่อาจตึงตัวขึ้นอย่างรวดเร็ว และปัญหาความไม่แน่นอนทางการเมือง/ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์/การก่อการร้าย ทั้งนี้ ณ เดือนมกราคม 2562 IMF คาดการณ์ว่าเศรษฐกิจโลกในปี 2562 จะขยายตัวร้อยละ 3.5

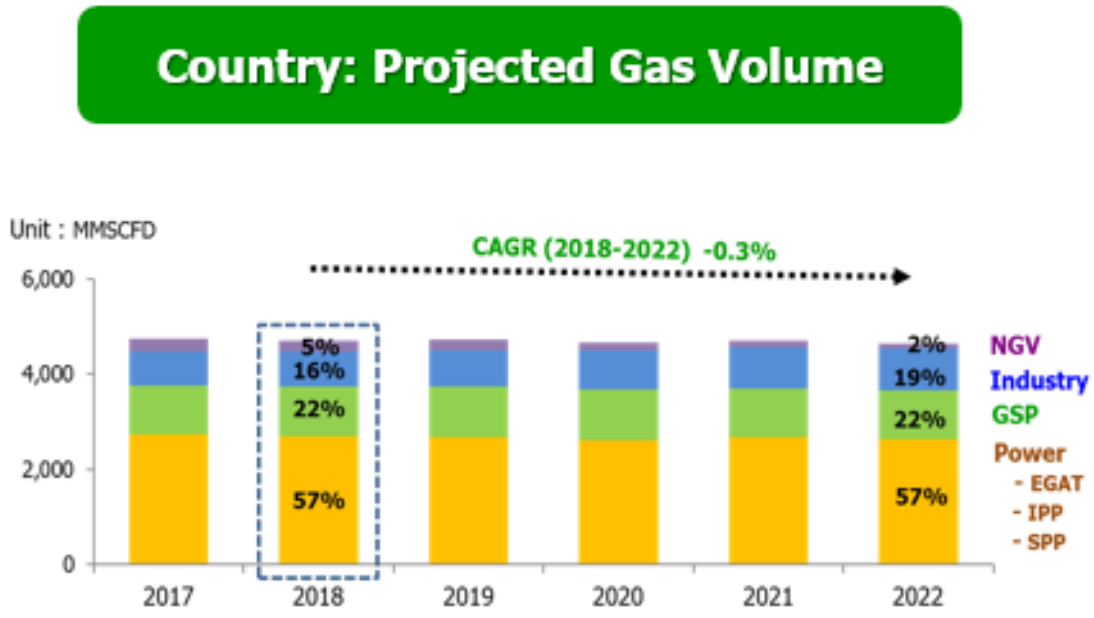
ตามรายงานของ IEA ณ เดือนมกราคม 2562 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2562 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.5 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอยู่ที่ระดับ 100.7 ล้านบาร์เรลต่อวัน นำโดยกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนาโดยเฉพาะประเทศในทวีปเอเชียและจีน ส่วนความต้องการใช้น้ำมันของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วคาดว่าจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากปีก่อน เนื่องจากภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวที่อาจจะส่งผลกระทบต่อความต้องการใช้น้ำมัน สำหรับภาวะอุปทานล้นตลาดคาดว่าจะลดลงอย่างต่อเนื่องจากความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC+ ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในไตรมาสที่ 1 ของปี 2562 (1Q2562) คาดว่าจะลดลง 0.6 ล้านบาร์เรลต่อวันจาก 4Q2018 ไปอยู่ที่ระดับ 99.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบจะเฉลี่ยอยู่ที่ 60-70 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2562

ค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์ในปี 2562 คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 5-6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับลดลงจากปี 2561 เนื่องจากภาวะอุปทานส่วนเกินของน้ำมันเบนซินจะยังคงเป็นปัจจัยกดดัน โดยเฉพาะใน 1Q2562

ราคาผลิตภัณฑ์กลุ่มโอเลฟินส์และกลุ่มอะโรเมติกส์ในปี 2562 มีแนวโน้มปรับลดลงจากปี 2561 โดยราคา HDPE คาดว่าจะเฉลี่ยที่ระดับ 1,120-1,130 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยมีแรงกดดันจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากสหรัฐฯ ส่วนราคา PP เฉลี่ยคาดว่าอยู่ที่ 1,160–1,170 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยมีอุปทานใหม่จากมาเลเซียกดดันราคา ในส่วนของราคาผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์ มีแรงกดดันจากกำลังการผลิตขนาดใหญ่ที่ขึ้นใหม่ในจีน โดยราคา PX คาดว่าจะเฉลี่ยที่ระดับ 940-950 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ส่วนราคา BZ เฉลี่ยคาดว่าอยู่ที่ 650-660 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากอุปทานส่วนเกินของ BZ ที่ยังคงสูงในปี 2562

เศรษฐกิจไท ยในปี 2562 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจากปี 2561 ตามการส่งออกสินค้าที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอลงตามอุปสงค์จากประเทศคู่ค้าที่มีแนวโน้มขยายตัวลดลง ตลอดจนการลงทุนภาคเอกชนที่คาดว่าจะขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจากการระบายสินค้าคงคลัง เนื่องจากมีการสะสมสินค้าคงคลังไปมากแล้วในปี 2561 ในขณะที่การสะสมทุนถาวร (gross fixed capital formation) มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องตามความคืบหน้าของโครงการลงทุนขนาดใหญ่ของภาครัฐที่เข้าสู่ขั้นตอนการก่อสร้างมากขึ้น ในขณะที่การท่องเที่ยวคาดว่าจะค่อยๆ ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ท่ามกลางแรงกระตุ้นจากมาตรการภาครัฐด้านการส่งเสริมการท่องเที่ยวที่เข้มข้น ส่วนการบริโภคภาคเอกชนมีแนวโน้มขยายตัวต่อไปได้ ส่วนหนึ่งจากมาตรการดูแลผู้มีรายได้น้อยของภาครัฐ อย่างไรก็ตาม หนี้ครัวเรือนที่อยู่ในระดับสูงจะยังคงเป็นปัจจัยถ่วงต่อไป ทั้งนี้ เศรษฐกิจไทยยังคงมีความเสี่ยงจากการชะลอลงของเศรษฐกิจประเทศคู่ค้า การฟื้นตัวล่าช้าของภาคการท่องเที่ยว และความไม่แน่นอนทางการเมืองในประเทศ

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ



สมมติฐานความต้องการใช้ก๊าซฯ ของประเทศ ปี 2018-2022 มีอัตราการเติบโตลดลงที่ร้อยละ 0.3 โดยประมาณการตามสถานการณ์ปัจจุบันที่การผลิตไฟฟ้าของประเทศจาก 3 การไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงเล็กน้อย โดยภาคเอกชนมีแผนที่จะผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองเพิ่มขึ้น ในขณะที่ระยะยาว ความต้องการใช้ก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้าจะปรับเพิ่มขึ้น โดยตามแผน PDP2018 จะมีโรงไฟฟ้าใหม่เพิ่มเติมจาก PDP 2015 ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเริ่มทยอยเข้ามาในระบบตั้งแต่ปี 2024 ทำให้ภาพรวมความต้องการใช้ก๊าซในภาคไฟฟ้าปรับสูงขึ้นจากการเพิ่มสัดส่วนการใช้ก๊าซในการผลิตไฟฟ้า จาก 37% ในปี 2579 ตามแผน pdp 2015 เป็น 53% ในปี 2580 ตามแผน pdp 2018 เนื่องจากโรงไฟฟ้าถ่านหินไม่สามารถเข้ามาในระบบได้ตามแผน

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

- **โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติภูมิภาคบนบก นครราชสีมา** (แล้วเสร็จในปี 2561)

  ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1 : เป็นการวางท่อก๊าซฯฯ จาก จ.สระบุรี ไป จ.นครราชสีมา โดยการก่อสร้างแล้วเสร็จเป็นระยะทางประมาณ 112 กม.และเริ่ม Regular Operation เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2560

  ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2 : เป็นการวางท่อก๊าซฯฯ จาก จ.นครราชสีมา (KP112) ไปบริเวณนิคมอุตสาหกรรมสุรนารี เป็นระยะทางประมาณ 34 กม. ความก้าวหน้าของการก่อสร้างแล้วเสร็จ โดยมีการทดสอบการใช้ระบบ (Commissioning) เมื่อเดือนตุลาคม 2561และเริ่ม Normal Operation เมื่อเดือนพฤศจิกายน 2561 โดยเริ่มส่งก๊าซตั้งแต่วันที่ 14 ธันวาคม 2561

- **ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้** ความคืบหน้าโครงการ ณ เดือนธันวาคม 2561 : ร้อยละ 56

  ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1 : เป็นการวางท่อก๊าซฯฯ จาก จังหวัดระยอง ไปยัง จังหวัดฉะเชิงเทรา โดยดำเนินการการก่อสร้างวางท่อก๊าซฯแล้วเสร็จเป็นระยะทางประมาณ 60 จากระยะทางแนวท่อก๊าซระยะที่ 1 ทั้งหมด 208 กม.

  ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2 : เป็นการวางท่อก๊าซฯฯ จากส จังหวัดฉะเชิงเทรา ไปยัง จังหวัดนนทบุรี อยู่ระหว่างก่อสร้างท่อก๊าซฯ และเริ่มงานปรับพื้นที่เตรียมก่อสร้างสถานีควบคุมก๊าซ

ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี

ความคืบหน้าโครงการ ณ เดือนธันวาคม 2561: ร้อยละ63

- ดำเนินการวางท่อก๊าซฯ จาก สถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี แล้วเสร็จเป็นระยะทางประมาณ 32 กม. และมีแนวท่อที่อยู่ระหว่างดำเนินการก่อสร้างระยะทางประมาณ 24 กม. จากระยะทางแนวท่อก๊าซทั้งหมด 120 กม.
- ดำเนินงานสร้างเสาเข็มและรากฐานของพื้นที่สถานีควบคุมก๊าซฯแล้วเสร็จทุกสถานี และอยู่ระหว่างดำเนินก่อสร้างอาคารสถานีของทุกสถานีแนวท่อก๊าซฯ

- **โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ วังน้อย – แก่งคอย**

  ความก้าวหน้าโครงการ ณ เดือนธันวาคม 2561: ร้อยละ 100

  - ดำเนินการทดสอบการใช้ระบบ Commissioning ต่างๆ และระบบสถานี แล้วเสร็จในเดือน ธันวาคม 2561
  - โครงการได้รับ Performance Acceptance Certificate (PAC) เมื่อ 21 ธันวาคม 2561

โครงการ LNG:

ปตท. มีแผนในการเติบโตธุรกิจ LNG Terminal เพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯในประเทศ โดยมีแผนการลงทุนระยะยาว เพื่อขยายโครงการ LNG terminal ปัจจุบันเพื่อรองรับก๊าซฯได้รวม 10 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี 2560 และจะขยายเป็น 11.5 ล้านตันต่อปี โดยมีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายใน ปี 2562 และมีแผนลงทุนโครงการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งใหม่ที่รองรับความต้องการก๊าซฯในอนาคตอีก 7.5 ล้านตัน รวมทั้งสิ้นเป็น 19 ล้านตันต่อปี ทั้งนี้ ปัจจุบัน มีสัญญาซื้อ LNG ระยะยาวกับ Qatargas, Shell, /BP และ Petronas จำนวนทั้งสิ้น 5.2 ล้านตันต่อปี และยังคงเดินหน้าเพื่อจัดหา LNG ในรูปแบบสัญญาระยะยาวเพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯที่เพิ่มขึ้นของประเทศอย่างต่อเนื่อง

- **โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 Extension :**

  ความก้าวหน้างานก่อสร้าง ณ กันยายน 2561 : ร้อยละ100

  - ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 มีมติให้ ปตท. ขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเติมอีก 1.5 ล้านตันต่อปี จาก 10 เป็น 11.5 ล้านตันต่อปี
  - 17 ธ.ค. 61 แจ้ง กกพ. สำหรับความพร้อมในการเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์
  - กำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2562

- **โครงการ LNG Receiving Terminal 2:**
  - ที่ประชุมคณะรัฐมนตรี เมื่อวันที่ 11 เมษายน 2560 มีมติให้ ปตท. ดำเนินการขยายกำลังการแปรสภาพ LNG ที่ 7.5 ล้านตันต่อปี
  - อยู่ระหว่างการจัดเตรียมพื้นที่บริเวณถังเก็บ

- มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2565

- **โครงการลงทุน LNG อื่น ๆ** : การประชุม กพช. เมื่อวันที่ 31 กรกฎาคม 2560 รับทราบผลการศึกษา โครงการ FSRU ในพื้นที่ภาคใต้ของประเทศ (พื้นที่ อำเภอจะนะ จังหวัดสงขลา) (F-2) และ โครงการ FSRU Myanmar (F-3) ว่าในทางเทคนิค สามารถดำเนินโครงการได้

แผนงาน NGV

ปตท. มีนโยบายเน้นการขายก๊าซฯแบบ Wholesale ส่งเสริมภาคเอกชนในการลงทุนสถานีบริการ และปรับลดสถานีที่ห่างจากแนวท่อก๊าซฯ

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2562

- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 1
  - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 15 ช่วง มค. – มี.ค. 2562 (45 วัน)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6
  - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 50 เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ ช่วง พ.ค. 2562 (10 วัน)
  - ลดกำลังการผลิตร้อยละ 20 เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ ช่วง พ.ค. 2562 (10 วัน)
  - ปิดซ่อมบำรุง ช่วง มิ.ย. 2562 (6 วัน)
- โรงแยกก๊าซฯ อีเทน
  - ปิดซ่อมบำรุง ช่วง ก.ย. 2562 (15 วัน)

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2561

- แหล่งเอราวัณ คอมเพล็กซ์ หยุดซ่อมบำรุง ช่วง ม.ค. 2561 14 วัน ทำให้โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 1 – 3 และโรงแยกก๊าซฯ อีเทน ต้องลดกำลังการผลิตลง 50 – 86%
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 2
  - GSP 2 ปิดซ่อมบำรุง ช่วง มี.ค. 2561 (16 วัน)
  - โรงแยกก๊าซอีเทน ลดกำลังการผลิตลง 43% (16 วัน เนื่องจาก GSP2 ปิดซ่อมบำรุง)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 3
  - GSP 3 ปิดซ่อมบำรุง ช่วง ก.ย. – ต้น ต.ค. 2561 (18 วัน)
  - โรงแยกก๊าซอีเทน ลดกำลังการผลิตลง 60% (18 วัน เนื่องจาก GSP3 ปิดซ่อมบำรุง)
- โรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6
  - ลดกำลังการผลิตลง 40% เพื่อเปลี่ยนอุปกรณ์ตามวาระ ช่วง ต้น ก.ย. 2561 (10 วัน)

แผนการลงทุนในอนาคต

ปตท. มีแผนการลงทุนภายใน 5 ปีข้างหน้า (ปี 2562-2566) เป็นเงินรวมประมาณ 167,114 ล้านบาท โดยมีสรุปรายละเอียดประมาณการใช้เงินรายปี ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

ธุรกิจ	2562	2563	2564	2565	2566	รวม	ร้อยละ
ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ	3,920	3,786	2,543	203	456	10,908	7
ธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติ	18,702	6,567	2,113	118	27	27,527	16
ธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย	4,395	2,653	2,553	2,175	3	11,779	7
สำนักงานใหญ่และอื่นๆ	6,384	4,402	2,063	1,927	919	15,695	9
การร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท.ถือหุ้นร้อยละ 100	37,100	28,773	14,526	12,761	8,045	101,205	61
รวม	**70,501**	**46,181**	**23,798**	**17,184**	**9,450**	**167,114**	**100**

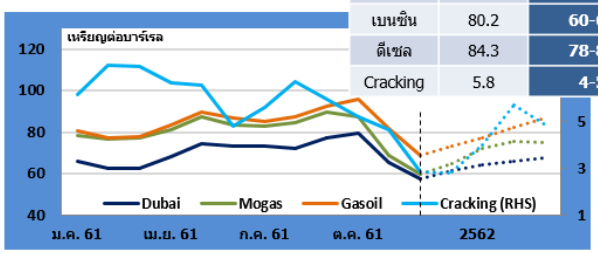
คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติแผนการลงทุนใน 5 ปี (ปี 2562-2566) ทั้งนี้ การลงทุนส่วนใหญ่ของ ปตท. เป็นการลงทุนในกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ และการร่วมทุนและการลงทุนในบริษัทที่ ปตท.ถือหุ้นร้อยละ 100 อาทิ ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ การขยายขีดความสามารถนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (แอลเอ็นจี) การขยายงานของธุรกิจน้ำมันและธุรกิจค้าปลีกทั้งในประเทศและต่างประเทศ

แหล่งเงินหลักที่ ปตท. คาดว่าจะนำมาใช้ในการลงทุนตามแผนดังกล่าวข้างต้น จะมาจากเงินสดจากการดำเนินงาน รวมถึงจากการก่อหนี้ทั้งระยะสั้นและระยะยาว ทั้งนี้แผนการลงทุนข้างต้นเป็นแผนการลงทุนของ ปตท.เท่านั้น ไม่รวมแผนการลงทุนของบริษัทในเครือ

มุมมองราคาปิโตรเลียมและปิโตรเคมี ปี 2562

ราคาปิโตรเลียม

ราคา	ปี 2561	ประมาณการ ปี 2562
น้ำมันดูไบ	69.7	60-70
เบนซิน	80.2	60-65
ดีเซล	84.3	78-82
Cracking	5.8	4-5



ดูไบ:

- ▲กลุ่มโอเปกลดกำลังการผลิต เพื่อรักษาสมดุลในตลาด
- ▲การคว่ำบาตรอิหร่าน เวเนซุเอลา และความไม่สงบในลิเบีย
- ▼การเพิ่มขึ้นของผลผลิตกลุ่ม non-OPEC (USA)
- ▼แนวโน้มเศรษฐกิจชะลอตัว

เบนซิน:

- ▼สินค้าคงคลังทั่วโลกเพิ่มสูงขึ้น
- ▼ความต้องการลดลง (ราคาน้ำมันดิบสูงขึ้น)
- ▲ความต้องการเพิ่มขึ้นในช่วงปีใหม่จีน (ท่องเที่ยว)
- ▲อุปทานลดลงจากการปรับโรงกลั่นรองรับ IMO 2563

ดีเซล:

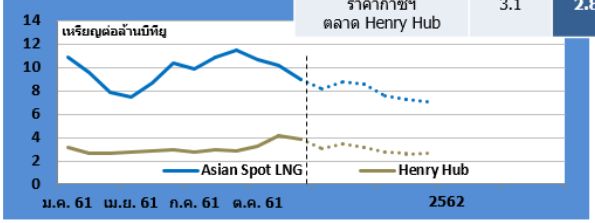
- ▲สินค้าคงคลังทั่วโลกต่ำเมื่อเทียบกับหลายปีก่อนๆ
- ▲สินค้าคงคลังเพิ่มขึ้นจาก IMO 2563
- ▼ส่งออกจากจีนเพิ่มขึ้นหลังรัฐบาลปรับโควตาส่งออก
- ▼ความต้องการลดลงในช่วงฤดูหนาว

ค่าการกลั่น (GRM):

- ▼ปี 2562 ค่าการกลั่นในเอเชียคาดว่าจะอยู่ที่ USD 4 - 6 /bbl
- ▼ส่วนต่างราคาเบนซินและน้ำมันเตาลดลงในไตรมาส 4 ปี 2562

ราคาก๊าซธรรมชาติ/LNG

ราคา	ปี 2561	ประมาณการ ปี 2562
Asian Spot LNG	9.9	7.7 – 8.7
ราคาก๊าซฯ ตลาด Henry Hub	3.1	2.8 – 3.2

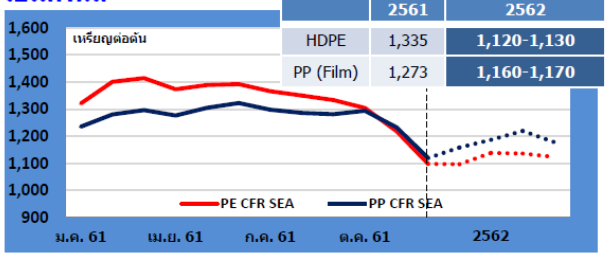


ราคาก๊าซธรรมชาติ/LNG:

- ▼Asian Spot LNG: อุปทานเติบโตอย่างต่อเนื่อง ขณะที่อุปสงค์เติบโตช้า
- ⬌Henry Hub: ราคาก๊าซฯ คาดว่าจะสูงขึ้นจากอากาศเย็นและปริมาณคงคลังอยู่ในระดับต่ำ และอุปทานใหม่เกิดขึ้นในสหรัฐฯ

โอเลฟินส์

ราคา	ปี 2561	ประมาณการปี 2562
HDPE	1,335	1,120-1,130
PP (Film)	1,273	1,160-1,170

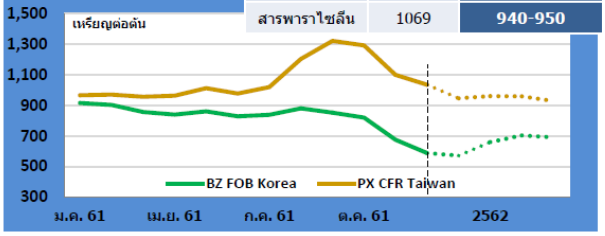


โอเลฟินส์:

- ▼ อุปทานโพลีเอทิลีน (PE) เพิ่มขึ้นจากสหรัฐฯ, ผลกระทบจาก trade war และจาก RAPID Project (มาเลเซีย) ช่วงครึ่งหลังของปี 62
- ⬌ ความต้องการโพลีโพรพีลีน (PP) ยังคงทรงตัวจากยานยนต์และเครื่องใช้ในครัวเรือน

อะโรเมติกส์

ราคา	ปี 2561	ประมาณการปี 2562
สารเบนซีน	823	650-660
สารพาราไซลีน	1069	940-950



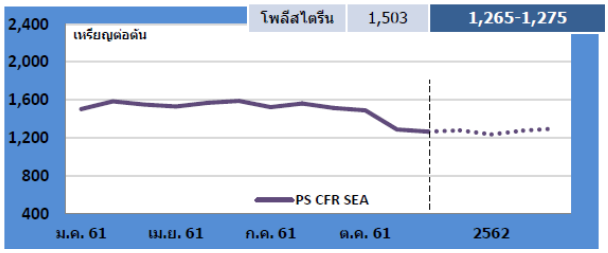
อะโรเมติกส์:

- ⬌ ราคาพาราไซลีน (PX) คาดว่าจะอ่อนตัวช่วงต้นปี และทรงตัวในระดับสูง จากอุปสงค์เติบโตต่อเนื่อง และโรงอะโรเมติกส์มีแผนหยุดซ่อมตามฤดูกาลในช่วงครึ่งแรกปี 62
- ▼ อุปทานเพิ่มขึ้นจากผู้ผลิตรายใหม่ในจีน
- ▼ อุปทานเบนซีนเพิ่มขึ้น และระดับสินค้าคงคลังในจีนสูง

หมายเหตุ: ราคาอะโรเมติกส์ในช่วงไตรมาส 4 ปี 2561 ลดลงจากอุปทานที่เพิ่มขึ้น

โพลีสไตรีน

ราคา	ปี 2561	ประมาณการปี 2562
โพลีสไตรีน	1,503	1,265-1,275



โพลีสไตรีน:

- ▼ ราคาโพลีสไตรีน (PS) ในไตรมาสแรกของปีจะมีปัจจัยสนับสนุนจากความต้องการซื้อโดยเฉพาะจากอุตสาหกรรมอิเล็กทรอนิกส์ในประเทศจีน จากการเร่งผลิตเพื่อส่งออก End-product ไปยังสหรัฐฯ แต่ในระยะยาวอุปสงค์จาก PS Packaging จะได้รับแรงกดดันจากการแข่งขันที่สูงขึ้น และความกังวลด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ภาคผนวก

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม คือ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (PTTEP)

ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท.จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด (PTTNGD) บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) และ บริษัท พีทีที โกลบอล แอลเอ็นจี จำกัด (PTTGL)

ธุรกิจน้ำมัน ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจน้ำมัน PTT (Cambodia) Limited (PTTCL) บริษัท ปตท. น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด มหาชน (PTTOR) ซึ่งรวมบริษัท ไทยลู้บเบล็นดิ้ง จำกัด (TLBC) ที่ PTTOR และบริษัทถือหุ้นรวมกันในสัดส่วนร้อยละ 100 และ PTT Oil Myanmar Co., Ltd. (PTTOM)

ธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) และ PTT International Trading London Limited (PTTT LDN)

ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ประกอบด้วยบริษัท บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (PTTGC) บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (IRPC) บริษัท ไทยออยล์เพาเวอร์ จำกัด (TP) และ บริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (PTT TANK)

ธุรกิจถ่านหิน ประกอบด้วย บริษัท พีทีที เอ็นเนอร์ยี่ รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER) บริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM) ซึ่งรวมถึง Sakari Resources Ltd. (SAR) Straits (Brunei) Pte Ltd (Straits (Brunei)) และ Yoxford H oldings ซึ่ง PTT Mining Limited (PTTML) (บริษัทย่อยของ PTTGM ที่ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 100) ถือหุ้นใน SAR ด้วยสัดส่วนร้อยละ 95.49 และบริษัทที่เหลือถือหุ้นในสัดส่วนที่เท่ากัน คือร้อยละ 100

ธุรกิจอื่น ๆ ประกอบด้วยหน่วยธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (GPSC) บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี่ โซลูชั่นส์ จำกัด (PTTES) บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด (PTT DIGITAL) บริษัท บิซิเนส เซอร์วิสเซส อัลไลแอนซ์ จำกัด (BSA) PTT Green Energy Pte. Ltd. (PTTGE) PTT Regional Treasury Center Pte. Ltd. (PTTRTC) และ บริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT TCC)