

คำอธิบายและการวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการสำหรับผลการดำเนินงานงวด 3 เดือน และ งวด 9 เดือน
สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2561

บทสรุปผู้บริหาร

ในไตรมาส 3 ปี 2561 (Q3/2561) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ จำนวน 30,329 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 300 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.0 จากไตรมาส 2 ปี 2561 (Q2/2561) ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 30,029 ล้านบาท สาเหตุหลักจากผลการดำเนินงานปกติของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนเล็กน้อยโดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่ผลการดำเนินงานกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นลดลง ซึ่งเป็นผลจากค่าการกลั่นทางบัญชี (Accounting GRM) ปรับลดลงตามกำไรสต็อกน้ำมันที่ลดลง รวมถึงราคาลิแกนด์ที่ปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนที่ลดลง แม้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์จะเพิ่มขึ้น ประกอบกับผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันก็ปรับลดลงตามผลกระทบจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงโดยหลักจากการขาดทุนจากสต็อกน้ำมันในไตรมาสนี้ อย่างไรก็ตาม ใน Q3/2561 กลุ่ม ปตท. มีผลขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงของตราสารอนุพันธ์ที่ลดลง และมีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นของเงินกู้สกุลต่างประเทศที่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อนที่มีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน

ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 (9M/2561) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิ 100,146 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 330 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 0.3 จาก 99,816 ล้านบาท ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2560 (9M/2560) โดยหลักจากผลการดำเนินงานปกติดีขึ้นเกือบทุกกลุ่มธุรกิจ โดยธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้นทั้งในส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและดำเนินการโดยบริษัทในกลุ่ม ปตท. ในส่วนของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นจาก Accounting GRM ที่สูงขึ้นจากกำไรสต็อกน้ำมันที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบที่สูงขึ้น รวมถึงธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนที่มีผลการดำเนินงานดีขึ้นตามราคาขายและปริมาณขายที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ใน 9M/2561 กลุ่ม ปตท. มีผลขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงของตราสารอนุพันธ์เพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐฯ ในอัตราที่น้อยลงกว่า 9M/2560 ส่งผลให้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนลดลง รวมถึงมีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ที่เพิ่มขึ้นตามผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น และจากการลดลงของสิทธิประโยชน์ทางภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

หน่วย : ล้านบาท	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	% เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ยอดขาย	475,178	578,787	606,979	27.7%	4.9%	1,463,763	1,718,738	17.4%
EBITDA	87,011	100,699	96,138	10.5%	(4.5%)	251,182	286,953	14.2%
กำไรสุทธิ	22,331	30,029	30,329	35.8%	1%	99,816	100,146	0.3%
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	0.77	1.05	1.05	36.4%	0.0%	3.45	3.48	0.9%

ภาวะเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2561

เศรษฐกิจโลกใน Q3/2561 ขยายตัวชะลอลงจาก Q2/2561 โดยเศรษฐกิจสหรัฐอเมริกาขยายตัวชะลอลงจากที่ขยายตัวสูงสุดในรอบ 4 ปีใน Q2/2561 อย่างไรก็ตาม ตลาดแรงงานที่เข้มแข็งต่อเนื่องส่งผลให้นาการกลางสหรัฐ (the Federal Reserve: the Fed) ในการประชุมเดือนกันยายน 2561 มีมติปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายเป็นครั้งที่ 3 ในปี 2561 ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรฟื้นตัวต่อเนื่องภายใต้ภาวะการเงินที่ผ่อนคลาย ตลอดจนความตึงเครียดทางการค้ากับสหรัฐ ที่ลดลงหลังการบรรลุข้อตกลงร่วมมือลดกำแพงภาษีระหว่างสหรัฐ และสหภาพยุโรปเมื่อปลายเดือนกรกฎาคม 2561 สำหรับเศรษฐกิจจีนขยายตัวชะลอลงที่ระดับเป้าหมายร้อยละ 6.5 ท่ามกลางการดำเนินมาตรการชะลอการขยายตัวของสินเชื่อของภาครัฐ แม้ได้รับอานิสงส์จากการเร่งส่งออกของผู้ผลิตอันเนื่องมาจากความกังวลเกี่ยวกับปัญหาความขัดแย้งทางการค้ากับสหรัฐ ที่ทวีความท้าทายขึ้น ทั้งนี้ กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ณ เดือนตุลาคม 2561 ปรับลดประมาณการแนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจโลกในปี 2561 เป็นที่ระดับร้อยละ 3.7 จากที่ประมาณการไว้เดิม ณ เดือนกรกฎาคม 2561 ที่ระดับร้อยละ 3.9

ตามรายงานของสำนักงานพลังงานสากล (International Energy Agency: IEA) ณ เดือนตุลาคม 2561 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 99.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ 98.5 ล้านบาร์เรลต่อวัน และ ไตรมาส 3 ปี 2560 (Q3/2560) ที่อยู่ที่ 98.3 ล้านบาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ความต้องการใช้น้ำมันในปี 2561 คาดว่าจะอยู่ที่ 99.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจาก 97.9 ล้านบาร์เรลต่อวันในปี 2560

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม(ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย	50.5	72.1	74.3	47.1%	3.1%	51.1	70.1	37.2%
Gasoline Crack Spread	16.1	12.1	11.6	(28.0%)	(4.1%)	15.0	12.5	(16.7%)
Diesel Crack Spread	13.9	14.6	14.4	3.6%	(1.4%)	12.4	14.6	17.7%
FO Crack Spread (180 – 3.5%S)	(1.4)	(4.5)	(2.6)	(85.7%)	42.2%	(2.1)	(4.0)	(90.5) %

ราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 74.3 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ 72.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล และจาก Q3/2560 ที่อยู่ที่ 50.5 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เนื่องจากความกังวลต่ออุปทานจากอิหร่านที่จะหายไปจากการคว่ำบาตรของสหรัฐ ได้เพิ่มมากขึ้น ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของเวเนซุเอลายังคงลดลง ประกอบกับการที่ OPEC+ พยายามเพิ่มกำลังการผลิตเพื่อชดเชยอุปทานที่หายไปจนส่งผลให้กำลังการผลิตส่วนเหลือ (spare capacity) ลดลง และแม้ว่ากำลังการผลิตน้ำมันดิบของสหรัฐเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องแต่ยังคงติดปัญหาโครงสร้างพื้นฐานในการจัดส่งและส่งออก ทั้งนี้โดยรวมคาดการณ์อุปสงค์ยังคงเพิ่มขึ้นและปริมาณน้ำมันดิบคงคลังจะลดลงต่อเนื่อง ในขณะที่ความกังวลต่อผลกระทบจากนโยบายกีดกันทางการค้าของสหรัฐ และปัญหาเศรษฐกิจในกลุ่มตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนาจะยังคงเป็นปัจจัยกดดันราคาน้ำมันดิบ

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจระลิงคโปรใน Q3/2561 เปลี่ยนแปลงจาก Q2/2561 โดยส่วนต่างระหว่างน้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบ (gasoline crack spread) ใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 11.6 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ลดลงมากจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ 12.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล และจาก Q3/2560 ที่อยู่ที่ 16.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์ทางตัวและอุปทานส่วนเกินที่ยังคงเพิ่มขึ้นจากการส่งออกของจีนส่งผลให้ปริมาณคงคลังอยู่ในระดับสูง ในขณะที่ส่วนต่างระหว่างน้ำมันดีเซลและน้ำมันดิบดูไบ (diesel crack spread) ใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 14.4 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ลดลงจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ 14.6 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล และปรับตัวขึ้นจาก Q3/2560 ที่อยู่ที่ 13.9 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล จากอุปสงค์ที่ลดลง

ในช่วงฤดูมรสุม สำหรับส่วนต่างระหว่างน้ำมันเตาและน้ำมันดิบดูไบ (fuel oil crack spread) ใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ -2.6 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ปรับตัวขึ้นจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ -4.5 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล และลดลงจาก Q3/2560 ที่อยู่ที่ -1.4 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เนื่องจากอุปสงค์ช่วงฤดูร้อนที่สูงมากส่งผลให้ปริมาณการส่งออกจากตะวันออกกลางมายังภูมิภาคเอเชียลดลง

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท cracking อ้างอิงที่สิงคโปร์ใน Q3/2561 เฉลี่ยอยู่ที่ 6.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก Q2/2561 ที่อยู่ที่ 6.0 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล จากความต้องการใช้น้ำมันเตายังคงอยู่ในระดับสูง และลดลงจาก Q3/2560 ที่อยู่ที่ 8.3 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล

ราคामลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีสายโพลิเอทิลีนใน Q3/2561 ลดลงเล็กน้อยจาก Q2/2561 โดยทั้งราคา โพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง (high density polyethylene: HDPE) และราคาโพลิโพรไพลีน (polypropylene: PP) ลดลงจากอุปทานตึงตัวเนื่องจากเป็นช่วงปิดซ่อมบำรุงหลายแห่งในทวีปเอเชียและตะวันออกกลาง จากอุปสงค์ที่ลดลงจากค่าเงินในภูมิภาคที่อ่อนลงเมื่อเทียบกับดอลลาร์สหรัฐ และความกังวลต่อมาตรการกีดกันทางการค้า โดย HDPE จากสหรัฐฯ กดดันตลาด และมี PP จากโรงงานใหม่ในมาเลเซีย และเวียดนาม เริ่มเข้ามาในตลาด สำหรับราคามลิตภัณฑ์ สายอะโรเมติกส์ใน Q3/2561 ราคาเบนซีน (benzene: BZ) เพิ่มขึ้นจาก Q2/2561 และ Q3/2560 จากต้นทุน Naphtha ที่สูงขึ้น แต่ส่วนต่างราคา BZ เทียบกับ Naphtha ลดลง จากอุปสงค์ที่ลดลงเนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงงานผลิตสไตรีนโมโนเมอร์ (styrene monomer: SM) และ Phenol ในขณะที่อุปทานยังคงสูงในเอเชีย ในส่วนของราคาพาราไซลีน (paraxylene: PX) เพิ่มขึ้นเทียบกับ Q2/2561 และ Q3/2560 จากอุปสงค์ของ Polyester ที่ยังคงสูง และอุปทานที่ตึงตัวเนื่องจากปัญหาด้านการผลิตของโรงงานขนาดใหญ่หลายแห่ง

หน่วย : เหรียญ สหรัฐ/ตัน	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม(ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
HDPE: CFR SEA	1,138	1,384	1,350	18.6%	(2.5%)	1,149	1,371	19.3%
PP: CFR SEA - Film	1,149	1,301	1,288	12.1%	(1.0%)	1,141	1,287	12.8%
BZ: FOB Korea	759	842	854	12.5%	1.4%	816	863	5.8%
PX: CFR Taiwan	823	986	1,184	43.9%	20.1%	844	1,044	23.7%

เศรษฐกิจไทยใน Q3/2561 ขยายตัวชะลอลงจาก Q2/2561 จากการท่องเที่ยวที่ขยายตัวชะลอลงตามจำนวนนักท่องเที่ยวจีนที่หดตัวจากผลกระทบของเหตุการณ์เรือล่มที่จังหวัดภูเก็ต การลงทุนภาคเอกชนขยายตัวในอัตราที่ลดลงจากการระบายสินค้าคงคลัง (Inventory destocking) อย่างต่อเนื่องหลังจากที่ได้เร่งขึ้นไปมากใน Q1/2561 อย่างไรก็ตามการใช้จ่ายภาครัฐขยายตัวได้ในเกณฑ์ดีโดยได้รับแรงสนับสนุนจากการลงทุนของรัฐวิสาหกิจในโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ ในส่วนของการส่งออกสินค้าขยายตัวต่อไปได้ตามการเติบโตของอุปสงค์จากต่างประเทศที่มีต่อสินค้าไทย สำหรับการบริโภคภาคเอกชนขยายตัวได้อย่างชัดเจนขึ้นโดยเฉพาะในหมวดสินค้าคงทนสอดคล้องกับการปรับตัวดีขึ้นของรายได้ครัวเรือนทั้งในและนอกภาคเกษตรกรรม ทั้งนี้ สำนักงานเศรษฐกิจการคลัง ณ เดือนตุลาคม 2561 คงประมาณการแนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2561 ที่ระดับร้อยละ 4.5

เหตุการณ์สำคัญ ในไตรมาส 3 ปี 2561 ถึงปัจจุบัน

สรุปเหตุการณ์ที่สำคัญ (non-recurring items) ในไตรมาส 3 ปี 2561 มีรายละเอียดดังนี้

กรกฎาคม 2561

- เมื่อวันที่ 18 มิถุนายน 2561 ปตท. และ PTT Oil and Retail Business Company Limited (PTTOR) ได้ลงนามในสัญญาโอนกิจการ และปตท. ได้ดำเนินการระบวนการโอนสินทรัพย์และหนี้สินต่างๆ ตลอดจนหุ้นของบริษัทที่เกี่ยวข้องให้แก่ PTTOR ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2561
- เมื่อวันที่ 15 กรกฎาคม 2561 บริษัท PTTEP Australasia (Ashmore Cartier) Pty Ltd (บริษัทย่อยของ ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (PTTEP) ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายเพื่อขายสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 ในแหล่งมอหนารวา และสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งตั้งอยู่ในเครือรัฐออสเตรเลีย ให้แก่บริษัท Jadestone Energy (Eagle) Pty Ltd ด้วยมูลค่าการขายสินทรัพย์จำนวน 195 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ โดยการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์เมื่อบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญา ซึ่งรวมถึงการอนุมัติจาก National Offshore Petroleum Titles Administrator (NOPTA) และ National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA) ของออสเตรเลีย โดยคาดว่าจะการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ภายในปี 2561
- เมื่อวันที่ 23 กรกฎาคม 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท บริษัท พีทีทีจีซี โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (PTTGC) มีมติอนุมัติให้ขายหุ้นบริษัท Alliance Petrochemical Investment (Singapore) Pte. ที่ PTTGC ถือหุ้นร้อยละ 15.34 คิดเป็นมูลค่าจากการขายหุ้นประมาณ 663 ล้านบาท (อัตราแลกเปลี่ยน 33.5 บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ)

สิงหาคม 2561

- เมื่อวันที่ 18 สิงหาคม 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ปตท. มีมติอนุมัติให้จัดตั้งบริษัท PTTOR CHINA เพื่อดำเนินธุรกิจหลักอื่นในประเทศจีน มีทุนจดทะเบียนเทียบเท่าไม่เกิน 80 ล้านบาท (หรือประมาณ 2.26 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ) ซึ่งบริษัท PTTOR (โดย ปตท. เป็นผู้ถือหุ้นร้อยละ 100) จะถือหุ้นของ PTTOR CHINA ในสัดส่วน 100% ทั้งนี้ PTTOR CHINA ได้ดำเนินการจดทะเบียนจัดตั้งบริษัทแล้วเสร็จในวันที่ 3 สิงหาคม 2561
- เมื่อวันที่ 23 เมษายน 2561 คณะกรรมการของบริษัท PTTGC มีมติเห็นชอบให้บริษัทร่วมกับบริษัทในเครือ เข้าซื้อหุ้นในบริษัท Siam Mitsui PTA Company Limited (SMPC) ซึ่งเป็นผู้ประกอบการในกลุ่มผลิตภัณฑ์กรดปทา (PTA) ร้อยละ 74 และบริษัท Thai PET Resin Company Limited (TPRC) ซึ่งเป็นผู้ประกอบการในกลุ่มผลิตภัณฑ์เม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนเทเรทาเลต (PET) ร้อยละ 74 จากบริษัท SCG Chemical และบริษัท Mitsui Chemical, Inc มูลค่าเงินลงทุนประมาณ 125 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ หรือประมาณ 4,148 ล้านบาท โดยมีการลงนามในสัญญาซื้อขายดังกล่าวเมื่อวันที่ 8 สิงหาคม 2561 ซึ่งการลงทุนดังกล่าวเป็นไปตามแผนกลยุทธ์การดำเนินธุรกิจของบริษัทที่จะขยายการลงทุนต่อยอดและเพิ่มศักยภาพในการทำตลาดเม็ดพลาสติกของบริษัท เพื่อตอบสนองความต้องการของกลุ่มลูกค้าได้อย่างหลากหลายและครบวงจร โดยคาดว่าจะการซื้อขายจะมีผลสมบูรณ์ภายในไตรมาสที่ 4 ปี 2561
- เมื่อวันที่ 10 สิงหาคม 2561 มติที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) ได้ชี้แจงเพิ่มเติมเกี่ยวกับแนวทางการดำเนินโครงการพลังงานสะอาด (โครงการ Clean Fuel Project หรือ CFP) เพื่อลดภาระการลงทุนโครงการ CFP จากการศึกษาความเป็นไปได้ในระยะ

	หนึ่ง ซึ่งคณะกรรมการมีมติให้เห็นควรให้จัดหาผู้สนใจลงทุนหน่วยผลิตไฟฟ้า (Energy Recovery Unit: ERU) ซึ่งมีกำลังผลิตกระแสไฟฟ้า 250 เมกกะวัตต์และไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตของโครงการ CFP และใช้ผลิตภัณฑ์พลอยได้ของโครงการ CFP เป็นเชื้อเพลิงหลัก แทนการลงทุนจัดสร้างเองทั้งหมด เนื่องจากพิจารณาว่า หาก หน่วย ERU เป็นหน่วยสนับสนุนสาธารณูปโภคที่ค่อนข้างอิสระจากหน่วยผลิตหลัก จึงมีความเหมาะสมที่จะดำเนินการตามแนวทางนี้ เมื่อวันที่ 25 พฤษภาคม 2561 คณะกรรมการของบริษัท TOP มีมติอนุมัติการลงทุนในสัญญาร่วมลงทุนโดยการให้เช่าที่ราชพัสดุ กับกระทรวงการคลัง (สัญญาเช่า) โดยมีกำหนดอายุสัญญาเช่าเป็นระยะเวลา 30 ปี ตั้งแต่ปี 2565 – 2595 ซึ่งมีมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน ณ ปี 2565 ที่ประมาณ 12,000 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่าสัญญาเช่ารวมตลอดอายุสัญญาเช่าที่ประมาณ 21,312 ล้านบาท ทั้งนี้การต่อสัญญาเช่าดังกล่าวได้มีการลงนามเสร็จสิ้นแล้วเมื่อวันที่ 21 สิงหาคม 2561
กันยายน 2561	- เมื่อวันที่ 19 กันยายน 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท PTTEP มีมติให้จัดตั้งบริษัท PTTEP MENA Limited เพื่อรองรับการลงทุนในอนาคต ซึ่งมีทุนจดทะเบียน 50,000 ดอลลาร์สหรัฐฯ ประกอบด้วย หุ้นสามัญจำนวน 500 หุ้น โดยบริษัท ปตท.สม ศูนย์บริหารธุรกิจ จำกัด (บริษัทย่อยของ PTTEP) ถือสัดส่วนร้อยละ 100 - เมื่อวันที่ 21 กันยายน 2561 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท PTTEP มีมติให้จัดตั้งบริษัท เอไอ แอนด์ โรโบติกส์ เวนเจอร์ส จำกัด เพื่อรองรับการลงทุนในอนาคต ซึ่งมีทุนจดทะเบียน 5,000,000 บาท ประกอบด้วย หุ้นสามัญจำนวน 50,000 หุ้น มูลค่าหุ้นละ 100 บาท โดยบริษัท อีพี-เทค เวนเจอร์ส โฮลดิ้ง จำกัด (บริษัทย่อยของ ปตท.สม) ถือสัดส่วนร้อยละ 100
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 ซึ่งกำหนดวันจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลให้แก่ผู้ถือหุ้นในวันที่ 26 ตุลาคม 2561 - เมื่อวันที่ 20 สิงหาคม 2561 มีมติเห็นชอบให้ บริษัท PTTGC เข้าซื้อหุ้น Revolve Group Limited (RGL) ในสัดส่วนร้อยละ 49 โดยเข้าซื้อหุ้นจากผู้ถือหุ้นเดิมและซื้อหุ้นเพิ่มทุนจาก RGL ซึ่งบริษัทได้ลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นและจองซื้อหุ้นเมื่อวันที่ 30 ตุลาคม 2561 มูลค่ารวม 6.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 281 ล้านบาท โดย RGL เป็นผู้ผลิต Rotomolding Compound รายสำคัญในทวีปยุโรปและเอเชียเนียบ ซึ่งวัตถุดิบหลักที่ใช้คือเม็ดพลาสติกประเภท LLDPE - เมื่อวันที่ 16 ตุลาคม 2561 คณะกรรมการ บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (IRPC) อนุมัติให้ลงทุนในบริษัท Guangzhao Saiju Performance Polymer Ltd. (GZSJ) ที่ประเทศจีน ในสัดส่วนร้อยละ 15 ของทุนจดทะเบียนทั้งหมด มีมูลค่าการลงทุนประมาณ 135 ล้านบาท หรือ ประมาณ 650 ล้านบาท ซึ่ง GZSJ ดำเนินธุรกิจเกี่ยวกับการซื้อขายสินค้าประเภทผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมพลาสติกผ่านระบบ E-commerce ในประเทศจีน ซึ่งคาดว่าจะสามารถลงนามในสัญญาการลงทุนและสัญญาที่เกี่ยวข้องให้แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 4 ปี 2561 และอนุมัติให้ IRPC จัดตั้งบริษัท จำกัดที่จดทะเบียนในประเทศไทย โดยจะถือหุ้นร่วมกับ GZSJ มีทุนจดทะเบียน 120 ล้านบาท ซึ่ง IRPC จะถือหุ้นร้อยละ 55 และ GZSJ ถือร้อยละ 45 เพื่อมาพัฒนาธุรกิจซื้อขายสินค้าประเภทผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมพลาสติกผ่านระบบ E-commerce ในประเทศไทย

- เมื่อวันที่ 11 ตุลาคม 2561 บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) (GPSC) ได้แจ้งเรื่องเงื่อนไขบังคับก่อนภายใต้สัญญาซื้อขายหุ้นระหว่าง GPSC และ Engie Global Development B.V. (Engie) สืบเนื่องจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน “กกพ.” มีมติไม่เห็นชอบด้วยกับคำขออนุญาตของ GPSC เพื่อเข้าซื้อหุ้นบริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) ทำให้มีผลทำให้เงื่อนไขบังคับก่อนของสัญญาซื้อขายระหว่าง GPSC และ Engie ไม่อาจสำเร็จได้ภายในระยะเวลาอันใกล้ ทั้งนี้วันที่ 19 ตุลาคม 2561 คณะกรรมการของบริษัท GPSC มีมติให้ดำเนินการอุทธรณ์คำสั่งที่ไม่เห็นชอบด้วยกับคำขออนุญาตของ GPSC ดังกล่าวต่อ กกพ. ภายใน 30 วัน นับตั้งแต่วันที่รับคำสั่งจาก กกพ. (ภายใน 15 พฤศจิกายน 2561)

ภาพรวมผลการดำเนินงานของปตท.และบริษัทย่อย

ผลการดำเนินงานสำหรับงวด Q3/2561 เปรียบเทียบกับ Q3/2560 และ Q2/2561 และ 9M/2561 เปรียบเทียบกับ 9M/2560 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ยอดขาย	475,178	578,787	606,979	27.7%	4.9%	1,463,763	1,718,738	17.4%
: สํารวจและผลิตฯ	36,338	42,116	45,087	24.1%	7.1%	107,400	124,546	16.0%
: ก๊าซ	110,516	120,647	127,787	15.6%	5.9%	331,825	357,965	7.9%
: ถ่านหิน	4,839	5,161	5,342	10.4%	3.5%	13,501	15,660	16.0%
: น้ำมัน	127,176	152,067	146,091	14.9%	(3.9%)	406,185	449,473	10.7%
: การค้าระหว่างประเทศ	211,652	314,489	335,458	58.5%	6.7%	668,653	907,629	35.7%
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	231,857	282,691	297,355	28.2%	5.2%	690,572	846,948	22.6%
: อื่นๆ ^{1/}	5,861	8,302	8,774	49.7%	5.7%	19,601	24,620	25.6%
กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา	87,011	100,699	96,138	10.5%	(4.5%)	251,182	286,953	14.2%
ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)								
: สํารวจและผลิตฯ	26,229	31,098	33,039	26.0%	6.2%	78,040	92,190	18.1%
: ก๊าซ	19,133	24,636	24,831	29.8%	0.8%	60,764	72,711	19.7%
: ถ่านหิน	1,235	2,167	1,878	52.1%	(13.3%)	4,275	5,224	22.2%
: น้ำมัน	4,613	3,943	3,528	(23.5%)	(10.5%)	15,085	13,789	(8.6%)
: การค้าระหว่างประเทศ	-	-	-	-	-	-	-	-
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	935	3,291	513	(45.1%)	(84.4%)	364	3,677	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ	686	2,422	1,003	46.2%	(58.6%)	3,491	4,520	29.5%
การป้องกันความเสี่ยง	-	-	-	-	-	-	-	-
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	33,233	33,973	31,288	(5.9%)	(7.9%)	88,140	94,749	7.5%
: อื่นๆ	1,440	1,711	1,502	4.3%	(12.2%)	4,153	4,882	17.6%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	29,413	30,300	32,055	9.0%	5.8%	86,884	90,874	4.6%
กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน	57,598	70,399	64,082	11.3%	(9.0%)	164,298	196,078	19.3%
: สํารวจและผลิตฯ	12,424	16,423	16,672	34.2%	1.5%	36,405	48,282	32.6%
: ก๊าซ	14,982	20,315	20,279	35.4%	(0.2%)	48,715	59,465	22.1%
: ถ่านหิน	606	1,813	1,350	>100%	(25.5%)	2,799	3,782	35.1%
: น้ำมัน	3,481	2,704	2,681	(23.0%)	(0.9%)	11,691	10,482	(10.3%)
: การค้าระหว่างประเทศ	-	-	-	-	-	-	-	-
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	928	3,284	505	(45.6%)	(84.6%)	341	3,654	>100%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ	679	2,415	995	46.5%	(58.8%)	3,468	4,497	29.7%
การป้องกันความเสี่ยง	-	-	-	-	-	-	-	-
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	24,419	25,293	22,577	(7.5%)	(10.7%)	62,449	68,871	10.3%
: อื่นๆ	565	687	459	(18.7%)	(33.2%)	1,536	1,811	17.9%
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม	1,223	1,818	2,499	>100%	37.5%	5,209	6,789	30.3%
ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์	18,505	-	-	(100.0%)	-	18,458	-	(100.0%)
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยน	2,880	(2,466)	2,452	(14.9%)	(100.0%)	10,702	4,728	(55.8%)
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)	45,582	66,547	69,423	52.3%	4.3%	176,086	207,540	17.9%
ต้นทุนทางการเงิน	7,231	7,122	6,820	(5.7%)	(4.2%)	22,389	20,446	(8.7%)
ภาษีเงินได้	7,740	18,122	17,495	>100%	(3.5%)	19,691	44,096	>100%
กำไรสุทธิ	22,331	30,029	30,329	35.8%	1.0%	99,816	100,146	0.3%
กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)	0.77	1.05	1.05	36.4%	0.0%	3.45	3.48	0.6%

^{1/} รวมธุรกิจเทคโนโลยีและวิศวกรรม

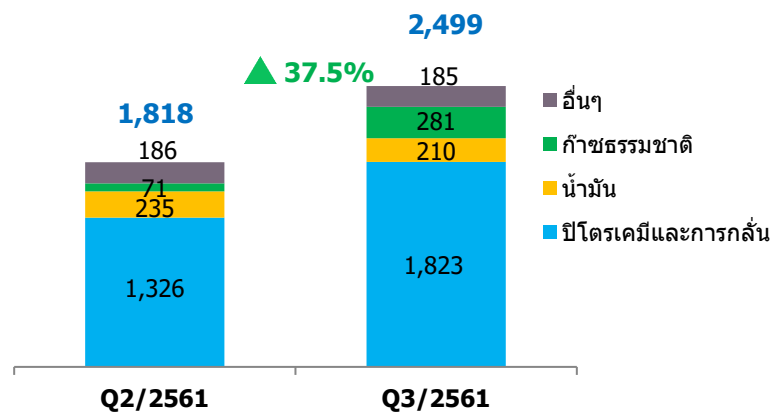
ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 606,979 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 28,192 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.9 ซึ่งเป็นผลมาจากราคาขายผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่ในเกือบทุกกลุ่มธุรกิจปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับเพิ่มขึ้นจาก 72.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เป็น 74.3 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ใน Q3/2561 อย่างไรก็ตามผลการดำเนินงานปกติโดยรวมในไตรมาสนี้ปรับลดลง โดยหลักจากผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่ลดลง สาเหตุหลักจากธุรกิจการกลั่นมีผลการดำเนินงานลดลงจาก Accounting GRM ที่ปรับลดลงตามกำไรสต็อกน้ำมันที่ลดลง รวมถึงผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนที่ลดลงจากราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวลดลง แม้ธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์มีผลการดำเนินงานดีขึ้นจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวสูงขึ้น นอกจากนี้ธุรกิจน้ำมันมีผลการดำเนินงานลดลงจากกำไรขั้นต้นจากขาดทุนจากสต็อกน้ำมันในไตรมาสนี้ โดยหลักจากผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซล เบนซินและอากาศยานที่ลดลง แม้ว่าธุรกิจสำรวจและผลิตฯ ที่มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติที่มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากธุรกิจจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จากราคาขายก๊าซเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ไตรมาสนี้ ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) จำนวน 96,138 ล้านบาท ลดลง 4,561 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.5

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 32,055 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,755 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.8 จาก 30,300 ล้านบาท ใน Q2/2561 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตฯ จากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนลงทุนเพิ่ม

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม

หน่วย : ล้านบาท



ใน Q3/2561 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,499 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 681 ล้านบาท จาก 1,818 ล้านบาท ใน Q2/2561 ส่วนใหญ่มาจากการดำเนินงานของการร่วมค้าในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน โดยหลักจาก บริษัท พีทีที อาซาฮี เคมิคอล จำกัด (PTTAC) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาขายของผลิตภัณฑ์ AN และ MMA ที่สูงขึ้น รวมถึงการร่วมค้าในกลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ โดยหลักจาก บริษัท ทวานส์ ไทย-มาเลเซีย (ประเทศไทย) จำกัด (TTM(T)) ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากค่าใช้จ่ายทางภาษีที่ลดลง ซึ่งเป็นผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ

นอกจากนั้น ใน Q3/2561 มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ลดลงจาก Q2/2561 จำนวน 3,436 ล้านบาท โดยหลักมาจากสัญญาบริหารความเสี่ยงทางการเงินของ ปตท. และ IRPC รวมถึงกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนในไตรมาสนี้เพิ่มขึ้น 4,918 ล้านบาท จากขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 2,466 ล้านบาท ใน Q2/2561 เป็นกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 2,452

ล้านบาท โดยหลักมาจาก ปตท. และ TOP ที่มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าเงินยูโรเป็นเงินเหรียญสหรัฐ จากค่าเงินบาท ณ วันสิ้นงวด ที่แข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ ในขณะที่ไตรมาสก่อนค่าเงินบาทอ่อนค่า

ใน Q3/2561 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) ได้แก่ การรับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ แหล่งมอหารา ของ PTTEP จำนวน 1,208 ล้านบาท ขณะที่ใน Q2/2561 ไม่มีรายการดังกล่าว

ภาษีเงินได้ ลดลง 627 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.5 จาก 18,122 ล้านบาทใน Q2/2561 เป็น 17,495 ล้านบาทใน Q3/2561 โดยหลักมาจากผลการดำเนินงานของบริษัทย่อยในกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นที่ลดลง รวมถึง PTTEP ที่มีค่าใช้จ่ายทางภาษีลดลงจากผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น แม้ว่า ปตท. จะมีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้สุทธิที่เกี่ยวข้องกับการปรับโครงสร้างธุรกิจน้ำมันใน Q3/2561 จำนวน 6,033 ล้านบาท

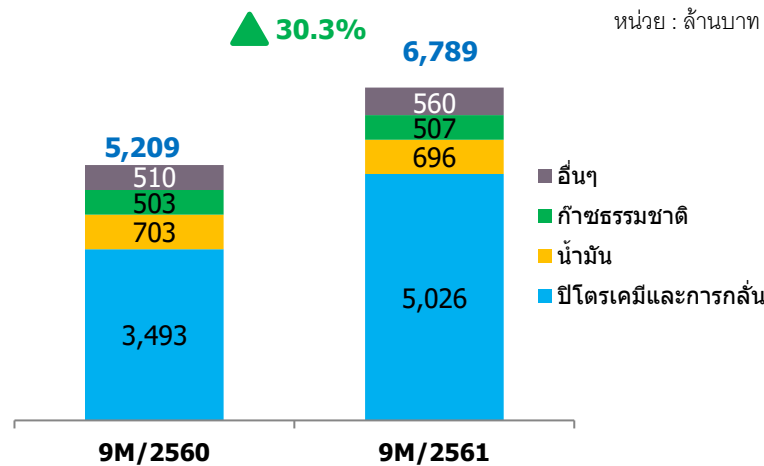
ดังนั้น ผลการดำเนินงานในไตรมาสจึงเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน ตามที่ได้กล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 1,718,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 254,975 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.4 โดยเพิ่มขึ้นในทุกกลุ่มธุรกิจเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ตามราคาขายเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและปิโตรเคมีส่วนใหญ่ที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบดูไบที่เพิ่มขึ้นจาก 51.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เป็น 70.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล หรือร้อยละ 37.2 โดยใน 9M/2561 ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA จำนวน 286,953 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 35,771 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.2 โดยหลักจากธุรกิจสำรวจและผลิตฯ ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานดีขึ้นในเกือบทุกหน่วยธุรกิจ โดยเฉพาะจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ ที่ดีขึ้นทั้งปริมาณขายและราคาขาย และธุรกิจท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ปรับตัวดีขึ้น รวมถึงผลการดำเนินงานบริษัทในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ที่ดีขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจการกลั่นมีผลการดำเนินงานโดยรวมดีขึ้นจาก Accounting GRM ที่ปรับสูงขึ้นจากกำไรต่อน้ำมันที่เพิ่มขึ้นตามการปรับตัวขึ้นของราคาน้ำมันดิบ รวมถึงผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอสเตอร์เพิ่มขึ้นตามราคาผลิตภัณฑ์และปริมาณขายที่สูงขึ้น

ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 90,874 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,990 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.6% จาก 86,884 ล้านบาท ใน 9M/2560 โดยหลักจากค่าเสื่อมราคาที่สูงขึ้นของธุรกิจสำรวจและผลิตฯ จากโครงการบงกชที่มีการเข้าซื้อสัดส่วนลงทุนเพิ่ม และจากกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ตามการรับรู้สินทรัพย์ที่พร้อมใช้งาน

ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 9M/2561 มีส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 6,789 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,580 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.3 จาก 5,209 ล้านบาท ใน 9M/2560 โดยหลักเพิ่มขึ้นจาก PTTAC ที่มีราคาขายของผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น และจาก NatureWorks LLC ที่มีปริมาณและราคาขายที่เพิ่มขึ้น

ใน 9M/2561 ปตท.และบริษัทย่อยมีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ 4,561 ล้านบาท ซึ่งขาดทุนเพิ่มขึ้น 6,894 ล้านบาท จาก 9M/2560 ที่มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ จำนวน 2,333 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงทางการเงินและราคาสินค้าโภคภัณฑ์ของ ปตท. PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) และ PTTEP

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน ลดลง 5,974 ล้านบาท จากจำนวน 10,702 ล้านบาท ใน 9M/2560 เป็น 4,728 ล้านบาท โดยหลักมาจากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจากการแปลงค่าเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐที่ลดลง ของ ปตท. TOP และ PTTGC จากค่าเงินบาทเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ ใน 9M/2561 ที่แข็งค่าขึ้นในอัตราที่น้อยกว่า 9M/2560

ใน 9M/2561 มีรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) โดยหลัก เช่น การรับรู้ผลขาดทุนจากการขายสินทรัพย์ แหล่งมอหนารว ของ PTTEP จำนวน 1,208 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M/2560 ปตท. มี Non-recurring Items จากรายได้เงินปันผลจากกองทุนรวม EPIF 4,310 ล้านบาท และกำไรจากการขายเงินลงทุนในกองทุนรวม 990 ล้านบาท รวมถึง PTTEP รับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 18,505 ล้านบาท

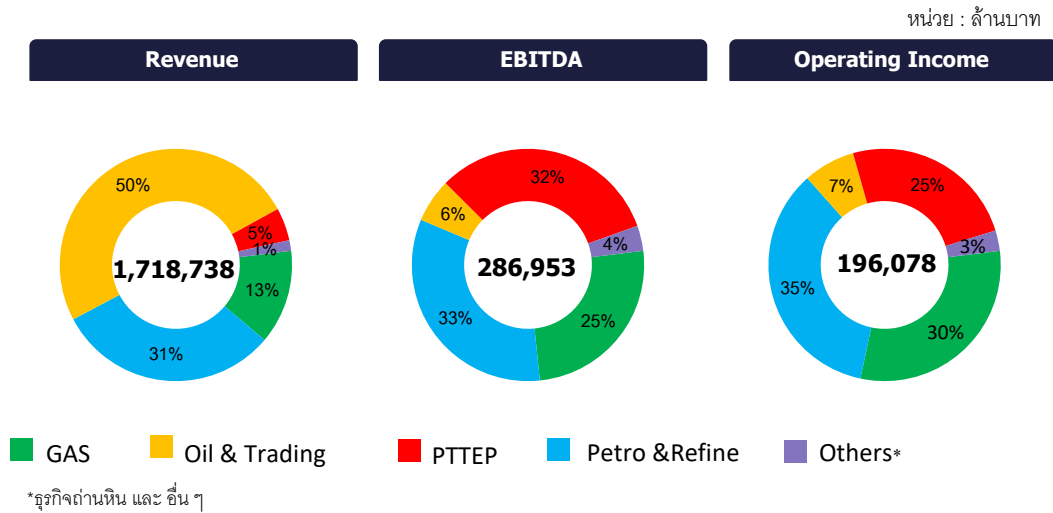
ต้นทุนทางการเงิน ลดลง 1,943 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.7 จาก 22,389 ล้านบาทใน 9M/2560 เป็น 20,446 ล้านบาทใน 9M/2561 สาเหตุหลักมาจากเงินกู้ยืมระยะยาวเฉลี่ยของ 9M/2561 ลดลง เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน จากการชำระคืนเงินกู้/หุ้นกู้ตั้งแต่เดือน ต.ค. 2560 – ก.ย. 2561

ภาษีเงินได้ เพิ่มขึ้น 24,405 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จาก 19,691 ล้านบาทใน 9M/2560 เป็น 44,096 ล้านบาทใน 9M/2561 โดยหลักมาจาก PTTEP ตามกำไรปิโตรเลียมที่เพิ่มขึ้นตามรายได้ที่เพิ่มขึ้น และ ปตท. จากการใช้สิทธิประโยชน์กเว้นภาษีของกิจการที่ได้รับการส่งเสริมการลงทุนลดลง เนื่องจากใช้สิทธิครบวงเงินเมื่อไตรมาส 4 ปี 2560 (Q4/2560) ของธุรกิจโรงแยกก๊าซ รวมถึงกลุ่ม ปตท. มีค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้สุทธิที่เกี่ยวข้องกับปรับโครงสร้างธุรกิจน้ำมันใน 9M/2561 จำนวน 6,033 ล้านบาท

ดังนั้น ผลการดำเนินงานใน 9M/2561 จึงเพิ่มขึ้นจาก 9M/2560 ตามที่ได้กล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจ

รายละเอียดยอดขาย EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน (Operating Income) สำหรับผลการดำเนินงานงวด 9M/2561 สรุปได้ดังนี้



1. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นต้นและก๊าซธรรมชาติ

ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม : บมจ. ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม หรือ PTTEP

	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม(ลด)		9M/2560	9M/2561	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/BOE)	38.8	46.9	47.7	22.9%	1.7%	38.3	46.3	20.9%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED)	298,139	302,846	304,940	2.3%	0.7%	294,539	300,338	2.0%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 45,087 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,971 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.1 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 1.7 จาก 46.9 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ (BOE) ใน Q2/2561 เป็น 47.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อ BOE ใน Q3/2561 รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 จาก 302,846 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน (BOED) ใน Q2/2561 เป็น 304,940 BOED ใน Q3/2561 โดยหลักจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ใน Q3/2561 มีจำนวน 33,039 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,941 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.2 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้นจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 470 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 1,692 ล้านบาท โดยหลักจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน Q3/2561 มีจำนวน 16,672 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 249 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.5

อย่างไรก็ตาม ผลการดำเนินงานภาพรวมดีขึ้น จากค่าใช้จ่ายทางภาษีที่ลดลงจากผลกระทบอัตราแลกเปลี่ยนตามค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น ขณะที่ไตรมาสก่อนค่าเงินบาทอ่อนค่าลงเมื่อเทียบกับเงินเหรียญสหรัฐ แม้มีการรับรู้ขาดทุนจากการขายสินทรัพย์แหล่งมอหารา จำนวน 1,208 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 124,546 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,146 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.0 จาก 9M/2560 สาเหตุหลักมาจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.9 จาก 38.3 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 9M/2560 เป็น 46.3 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 9M/2561 รวมทั้งปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.0 จาก 294,539 BOED ใน 9M/2560 เป็น 300,338 BOED ใน 9M/2561 โดยหลักจากผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติในปริมาณที่เพิ่มขึ้นจากโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย รวมทั้งจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ใน 9M/2561 มีจำนวน 92,190 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,150 ล้านบาท หรือร้อยละ 18.1 โดยหลักเป็นผลจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าค่าภาคหลวงและค่าตอบแทนสำหรับปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 1,720 ล้านบาท ตามรายได้จากการขายในประเทศที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 2,273 ล้านบาท โดยหลักจากโครงการบงกชตามสัดส่วนการลงทุนที่เพิ่มขึ้น รวมถึงโครงการคอนแท็ค 4 และโครงการเอส 1 ที่มีหลุมพัฒนาและแท่นหลุมผลิตเพิ่มขึ้น จึงส่งผลให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 9M/2561 มีจำนวน 48,282 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,877 ล้านบาท หรือร้อยละ 32.6

อย่างไรก็ตาม ผลการดำเนินงานภาพรวมดีขึ้น จากค่าใช้จ่ายทางภาษีลดลงน้อยกว่า 9M/2560 และการปรับเพิ่มขึ้นตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายเฉลี่ย อีกทั้งใน 9M/2560 มีการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์โครงการมาเรียนา ออยล์ แชนด์ จำนวน 18,505 ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

รายละเอียดปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : ตัน	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	% เพิ่ม(ลด)		9M/2560	9M/2561	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG	727,766	750,147	900,314	23.7%	20.0%	2,179,219	2,364,840	8.5%
Ethane	538,692	612,257	597,005	10.8%	(2.5%)	1,719,740	1,793,295	4.3%
Propane	171,533	247,383	177,574	3.5%	(28.2%)	573,166	670,479	17.0%
NGL ^{1/}	171,260	174,442	167,112	(2.4%)	(4.2%)	533,218	520,884	(2.3%)
รวม	1,609,251	1,784,229	1,842,005	14.5%	3.2%	5,005,343	5,349,498	6.9%

หมายเหตุ 1/ รวมผลิตภัณฑ์ Pentane

รายละเอียดราคาค่าผลิตภัณฑ์อ้างอิงของโรงแยกก๊าซฯ แต่ละชนิดเป็น ดังนี้

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/ตัน	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	% เพิ่ม(ลด)		9M/2560	9M/2561	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
LPG ^{1/4/}	428	512	589	37.6%	15.0%	453	541	19.4%
Ethylene ^{2/}	1,090	1,222	1,217	11.7%	(0.4%)	1,057	1,228	16.2%
Propylene ^{2/}	791	1,003	1,028	29.9%	2.5%	822	1,006	22.4%
HDPE ^{2/}	1,138	1,384	1,350	18.6%	(2.5%)	1,149	1,371	19.3%

PP ^{2/}	1,149	1,301	1,288	12.0%	(1.0%)	1,141	1,287	12.8%
Naphtha ^{3/}	419	588	608	45.1%	3.4%	425	574	35.1%

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

2/ ราคาตลาดจริงของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (South East Asia – Spot)

3/ ราคาตลาดจริงของประเทศสิงคโปร์ (MOP'S)

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

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 127,787 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,140 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.9 จาก Q2/2561 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายก๊าซเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นใน Q3/2561 ในขณะที่ปริมาณจำหน่ายก๊าซเฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 157 MMSCFD จาก 4,825 MMSCFD ใน Q2/2561 เป็น 4,668 MMSCFD ใน Q3/2561 หรือร้อยละ 3.3 โดยหลักจากลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้า และโรงแยกก๊าซ หน่วยที่ 3 (Gas Separation Plant: GSP 3) ปิดซ่อมบำรุงตามแผน ในส่วนของธุรกิจโรงแยกก๊าซของ ปตท. มีรายได้เพิ่มขึ้นจากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซ) เพิ่มขึ้น จาก 1,784,229 ตันใน Q2/2561 เป็น 1,842,005 ตันใน Q3/2561 หรือ เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.2 โดยเฉพาะจากผลิตภัณฑ์ LPG ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามอัตราแลกเปลี่ยนที่ใช้อ้างอิงในสูตรราคาอ่อนค่าลง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซ ใน Q3/2561 มีจำนวน 24,831 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 195 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.8 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซ จากราคาขายก๊าซเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ตามสูตรราคาขายที่อ้างอิงราคาน้ำมันเตา และธุรกิจโรงแยกก๊าซดีขึ้นเล็กน้อย ทั้งจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจท่อส่งก๊าซ ลดลงจากค่าใช้จ่ายบริหารที่เพิ่มขึ้น และธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซ เพิ่มขึ้น โดยตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม 2561 สำหรับกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะ ได้ปรับราคา จาก 10.00 บาท/กก เป็น 10.62 บาท/กก. ในขณะที่กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 20,279 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 0.2 จากค่าเสื่อมราคาที่เพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 357,965 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26,140 ล้านบาท หรือเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 โดยหลักจากธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซที่เพิ่มขึ้น รวมทั้ง ปริมาณขายของกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า (SPP) ที่เพิ่มขึ้น แม้ว่า ปริมาณจำหน่ายก๊าซ

เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) โดยรวมลดลงจาก 4,722 MMSCFD ใน 9M/2560 เป็น 4,712 MMSCFD ใน 9M/2561 ก็ตาม

นอกจากนี้ โรงแยกก๊าซฯ ที่มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของโรงแยกก๊าซฯ เพิ่มขึ้น จาก 5,005,343 ตัน ใน 9M/2560 เป็น 5,349,498 ตันใน 9M/2561 หรือร้อยละ 6.9 โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์ LPG และ Propane ที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงแยกก๊าซฯ มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนที่น้อยกว่าปีก่อนและจากลูกค้า PTTGC และ HMC ที่ปิดซ่อมบำรุงใน 9M/2560

EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 9M/2561 มีจำนวน 72,711 ล้านบาท และ 59,465 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,947 ล้านบาท และ 10,750 ล้านบาท ตามลำดับ จากผลการดำเนินงานของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ ธุรกิจการจัดหาและจัดจำหน่ายก๊าซฯ และธุรกิจท่อส่งก๊าซฯ รวมถึง ผลการดำเนินงานของบริษัทในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ดีขึ้นตามราคาขายก๊าซฯเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมถึง PTTLNG ที่เริ่มรับรู้รายได้ของ LNG Terminal 1 Phase 2 ตั้งแต่วันที่ 1 มีนาคม 2561

ในขณะที่ ธุรกิจ NGV มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้น จากต้นทุนก๊าซฯที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าใน 9M/2561 สำหรับกลุ่มลูกค้า รถแท็กซี่ และรถโดยสารสาธารณะ ราคาขายได้ปรับเพิ่มขึ้น (ตั้งแต่วันที่ 16 พฤษภาคม 2561) ตามที่กล่าวข้างต้น ประกอบกับในส่วนกลุ่มรถยนต์ส่วนบุคคล ราคาขายได้ปรับเพิ่มขึ้นในส่วนค่าใช้จ่ายการปรับปรุงคุณภาพก๊าซที่ 0.4553 บาท/กิโลกรัม จาก 3.4367 บาท/กิโลกรัม เป็น 3.8920 บาท/กิโลกรัม โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 16 กันยายน 2560

กลุ่มธุรกิจถ่านหิน

	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	% เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาอ้างอิงนิวคาสเซิล (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	94.5	104.5	117.5	24.3%	12.4%	85.2	108.3	27.1%
ราคาขายเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ/ตัน)	70.0	75.8	84.2	20.3%	11.1%	68.6	79.8	16.3%
ปริมาณขาย (ล้านตัน)	2.1	2.1	1.9	(9.5%)	(9.5%)	5.8	6.1	5.2%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 ธุรกิจถ่านหินมีรายได้จากการขายจำนวน 5,342 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 181 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.5 เมื่อเทียบกับ Q2/2561 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยเพิ่มขึ้น 8.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน หรือร้อยละ 11.1 จาก 75.8 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน มาอยู่ที่ 84.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตันใน Q3/2561 ซึ่งเป็นไปตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 12.4 จากอุปทานที่ลดลงในประเทศออสเตรเลีย ขณะที่ปริมาณขายถ่านหินลดลง 0.2 ล้านตัน หรือร้อยละ 9.5 จาก 2.1 ล้านตัน มาอยู่ที่ 1.9 ล้านตัน ใน Q3/2561 เนื่องจากความต้องการในตลาดลดลงตามราคาถ่านหินที่สูงขึ้น

EBITDA ใน Q3/2561 มีจำนวน 1,878 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสก่อน 289 ล้านบาท หรือร้อยละ 13.3 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่ลดลงจากต้นทุนค่าทำเหมืองที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันและราคาอ้างอิง Newcastle ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน Q3/2561 อยู่ที่ 1,350 ล้านบาท ลดลง 463 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่ลดลง รวมถึงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น 174 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

รายได้จากการขายใน 9M/2561 มีจำนวน 15,660 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,159 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.0 สาเหตุหลักมาจากราคาขายถ่านหินเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้น 11.2 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน หรือร้อยละ 16.3 จาก 68.6 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน มาอยู่ที่ 79.8 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน ใน 9M/2561 ตามราคาอ้างอิง Newcastle ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 27.1 และปริมาณขายถ่านหินที่เพิ่มขึ้นเล็กน้อยที่ 0.3 ล้านตัน หรือร้อยละ 5.2 จาก 5.8 ล้านตัน มาอยู่ที่ 6.1 ล้านตัน ใน 9M/2561 เนื่องจากในปี 2560 มีเหตุการณ์ดินถล่มในเมือง Sebuiku ทำให้ต้องหยุดผลิตในช่วงเดือน มกราคม – ตุลาคม 2560

EBITDA ใน 9M/2561 มีจำนวน 5,224 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 949 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.2 โดยหลักเป็นผลมาจากกำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้นจากทั้งราคาขายและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าต้นทุนจะเพิ่มตามค่าทำเหมืองที่สูงขึ้น ทั้งนี้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ของ 9M/2561 มีจำนวน 3,782 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 983 ล้านบาท เมื่อเทียบกับงวดเดียวกันของปีก่อน ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น รวมถึงค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายที่ลดลง 34 ล้านบาท

2. กลุ่มธุรกิจปิโตรเลียมขั้นปลาย

กลุ่มธุรกิจน้ำมัน

หน่วย: ล้านลิตร	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	6,249	6,579	6,301	0.8%	(4.2%)	19,363	19,809	2.3%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 146,091 ล้านบาท ลดลง 5,976 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.9 จากปริมาณขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์ในไตรมาสนี้ลดลง 278 ล้านลิตร หรือร้อยละ 4.2 เป็น 6,301 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 430,817 บาร์เรลต่อวัน ใน Q3/2561 ในเกือบทุกผลิตภัณฑ์ เนื่องจากเป็นช่วงนอกฤดูการท่องเที่ยว

EBITDA ใน Q3/2561 มีจำนวน 3,528 ล้านบาท ลดลงจาก Q2/2561 จำนวน 415 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.5 โดยหลักเป็นผลจากกำไรขั้นต้นลดลงของผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซล เบนซิน และอากาศยานตามสูตรราคาขาย เนื่องจากโครงสร้างราคาซื้อ - ขายส่วนใหญ่ที่ราคาขายอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ของเดือนก่อนหน้า (M-1) รวมทั้งจากการขาดทุนจากสต็อกน้ำมันเล็กน้อยในไตรมาสนี้ ในขณะที่ไตรมาสก่อนมีกำไร ในขณะที่ค่าโฆษณาและค่าใช้จ่ายส่งเสริมการขายลดลง ทำให้กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน Q3/2561 มีจำนวน 2,681 ล้านบาท ลดลงจากไตรมาสก่อนเพียงเล็กน้อยจำนวน 23 ล้านบาท

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 กลุ่มธุรกิจน้ำมันมีรายได้จากการขายจำนวน 449,473 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43,288 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.7 จากราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 446 ล้านลิตร หรือร้อยละ 2.3 จาก 19,363 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 446,118 บาร์เรลต่อวันใน 9M/2560 เป็น 19,809 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 456,407 บาร์เรลต่อวันใน 9M/2561 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์อากาศยาน ซึ่งเป็นผลจากที่ International Civil Aviation Organization (ICAO) ประกาศถอดประเทศไทยออกจากรายชื่อประเทศที่มีความเสี่ยงด้านความปลอดภัยด้านการบินพลเรือนเมื่อช่วงต้นปี 2561 ทำให้หลายสายการบินสามารถกลับมาดำเนินการตามปกติได้ รวมถึงผลิตภัณฑ์เบนซินและดีเซลที่เพิ่มขึ้นจากการขยายสถานีบริการ

EBITDA ใน 9M/2561 มีจำนวน 13,789 ล้านบาท ลดลง 1,296 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.6 โดยหลักจากการปรับตัวลดลงของกำไรจากสต็อกน้ำมัน รวมทั้งกำไรขั้นต้นของผลิตภัณฑ์อากาศยานที่ลดลงตามสูตรราคาขาย และค่าโฆษณา ส่งเสริมการขาย และค่าดำเนินงานจากจำนวนสาขาที่เพิ่มขึ้น จาก 9M/2560 ในขณะที่กำไรขั้นต้นของธุรกิจเสริม และผลิตภัณฑ์ LPG ดีเซล และเบนซินปรับตัวดีขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 9M/2561 อยู่ที่ 10,482 ล้านบาท ลดลง 1,209 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่ลดลงตามที่กล่าวข้างต้น

กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	18,872	19,923	20,980	11.2%	5.3%	56,107	59,457	6.0%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 335,458 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,969 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.7 จาก Q2/2561 จากปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น 1,057 ล้านลิตร หรือ ร้อยละ 5.3 จาก 19,923 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,377,084 บาร์เรลต่อวันใน Q2/2561 เป็น 20,980 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,434,378 บาร์เรลต่อวันใน Q3/2561 จากผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้า เนื่องจากลูกค้าโรงกลั่นในประเทศปิดซ่อมบำรุงน้อยกว่าไตรมาสก่อน และผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสท (Out – Out Trading)

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน Q3/2561 มีจำนวน 1,003 ล้านบาท ลดลง 1,419 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 58.6 โดยหลักจากคอนเดนเสทในประเทศ เนื่องจากราคา Light Crude ที่เป็นผลิตภัณฑ์ทดแทนปรับลดลง ส่งผลให้ทำให้ราคาขาย Condensate ในประเทศลดลง เนื่องจากต้องให้ส่วนลดแก่ลูกค้าเพิ่มขึ้น ใน Q3/2561 ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ในไตรมาสนี้ อยู่ที่ 995 ล้านบาท ลดลงจำนวน 1,420 ล้านบาท ตาม EBITDA ที่ลดลงตามที่กล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีรายได้จากการขายจำนวน 907,629 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 238,976 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.7 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันในตลาดโลก รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้น 3,350 ล้านลิตรหรือร้อยละ 6.0 จาก 56,107 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,292,710 บาร์เรลต่อวันใน 9M/2560 เป็น 59,457 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,369,901 บาร์เรลต่อวันใน 9M/2561 ส่วนใหญ่เพิ่มขึ้นจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้าเนื่องจาก 9M/2561 มีโรงกลั่นปิดซ่อมบำรุงน้อยกว่า 9M/2560 และปริมาณการค้าผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสท (Out – Out Trading) เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 9M/2561 มีจำนวน 4,520 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,029 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.5 โดยหลักจากกำไรของผลิตภัณฑ์คอนเดนเสทในประเทศและกำไรจากการขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสท Out – Out เพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรจากการค้าน้ำมันดิบและคอนเดนเสทนำเข้าเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ของกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ใน 9M/2561 เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 4,497 ล้านบาท จาก 3,468 ล้านบาท ใน 9M/2560 ตาม EBITDA ที่เพิ่มขึ้น

กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐต่อดัน	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
HDPE	1,138	1,384	1,350	18.6%	(2.5%)	1,149	1,371	19.3%
PP	1,149	1,301	1,288	12.1%	(1.0%)	1,141	1,287	12.8%
BZ – Cond	320	212	214	(33.1%)	0.9%	372	247	(33.6%)
PX – Cond	360	354	501	39.2%	41.5%	388	412	6.2%

หน่วย: เหรียญสหรัฐต่อดัน	Q3/2560	Q2/2561	Q3/2561	%เพิ่ม (ลด)		9M/2560	9M/2561	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
Market GRM	6.89	4.39	4.74	(31.2%)	8.0%	5.81	4.76	(18.1%)
Inventory gain (loss)	1.73	3.87	1.06	(38.7%)	(72.6%)	0.33	1.71	>100.0%
Accounting GRM	8.39	8.34	5.79	(31.0%)	(30.6%)	5.94	6.47	8.9%
Refinery Utilization rate (%)	104.2%	102.3%	104.6%	0.4%	2.2%	98.6%	104.1%	5.6%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2561 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2561

ใน Q3/2561 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 297,355 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,664 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.2 โดยธุรกิจการกลั่นมีรายได้ขายปรับตัวสูงขึ้น จากราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ตามราคาน้ำมันดิบ เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน รวมถึงอัตราการใช้กำลังการกลั่นของกลุ่มใน Q3/2561 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 104.6 จากร้อยละ 102.3 ที่ Q2/2561 จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยกลั่นของ TOP ในช่วงปลายเดือนพฤษภาคมถึงกลางเดือนมิถุนายน แม้ว่าใน Q3/2561 IRPC มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยผลิต Hyvahl และ RDCC

รายได้จากธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนเพิ่มขึ้นตามปริมาณการขายที่สูงขึ้นแม้ราคาผลิตภัณฑ์ที่ลดลงจากภาวะอุปสงค์ผลิตภัณฑ์โพลีเอทิลีนลดลงจากการชะลอการนำเข้าผลิตภัณฑ์จากสงครามการค้าระหว่างประเทศจีนและสหรัฐอเมริกา รวมถึงจากการอ่อนค่าลงของค่าเงินหยวน สำหรับราคาปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ ราคา PX ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมากจากอุปทานใหม่ที่เข้าสู่ตลาดน้อยกว่าที่คาดการณ์จากประเทศเวียดนามและซาอุดีอาระเบีย ในขณะที่ราคา BZ ปรับตัวขึ้นเล็กน้อยจากการเก็บสินค้าคงคลังก่อนเข้าสู่ช่วงผลิตของขบวนการกลั่นปิโตรเคมีและปิโตรเคมีใหม่ แม้ว่าความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์เบนซินเป็นวัตถุดิบในการผลิตลดลงในประเทศจีน

EBITDA ใน Q3/2561 ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 31,288 ล้านบาท ลดลง 2,685 ล้านบาท จาก Q2/2561 และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 22,577 ล้านบาท ลดลง 2,716 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับลดลง โดย Accounting GRM ลดลงจาก 8.34 US\$/BBL เป็น 5.79 US\$/BBL ซึ่งเป็นผลจากการที่ราคาสต็อกน้ำมันที่ลดลงจาก 3.87 US\$/BBL เป็น 1.06 US\$/BBL แม้ว่าการไต่ขึ้นต้นทุนจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน (Market GRM) เพิ่มขึ้นจาก Crude Premium ที่ปรับตัวลดลง
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนลดลง โดยหลักจากราคาผลิตภัณฑ์ที่ลดลงจากไตรมาสก่อน และปริมาณขายสูงขึ้นเล็กน้อย เนื่องจาก PTTGC มีกำลังการผลิตใหม่ของโรง LLDPE ซึ่งได้เริ่มผลิตเชิงพาณิชย์ในเดือนมีนาคม 2561 แม้ว่าใน Q3/2561 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงโพลีเอทิลีน

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับคอนเดนเสท โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์ PX ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมาก

ผลการดำเนินงานในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2561 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2560

ใน 9M/2561 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีรายได้จากการขายจำนวน 846,948 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 156,376 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.6 ส่วนใหญ่จากราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และสายโอเลฟินส์ที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ

ปริมาณขายในธุรกิจการกลั่นเพิ่มขึ้น ตามอัตราการใช้กำลังการกลั่นโดยรวมที่เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 98.6 ใน 9M/2560 เป็นร้อยละ 104.1 ใน 9M/2561 เช่นเดียวกับปริมาณขายในธุรกิจปิโตรเคมีทั้งสายอะโรเมติกส์และโอเลฟินส์ที่ปรับสูงขึ้น เนื่องจากใน 9M/2560 มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผนของโรงกลั่น IRPC รวมถึงจากการปรับปรุงประสิทธิภาพและการหยุดซ่อมบำรุงของโรงปิโตรเคมีของ PTTGC แม้ว่า ใน 9M/2561 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานของโรงโอเลฟินส์ของ PTTGC

ใน 9M/2561 EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มีจำนวนรวม 94,749 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,609 ล้านบาท และมีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน จำนวน 68,871 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,422 ล้านบาท โดยมีสาเหตุดังนี้

- ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นโดยรวมปรับเพิ่มขึ้นจาก Accounting GRM ที่เพิ่มขึ้นจาก 5.94 US\$/BBL ใน 9M/2560 เป็น 6.47 US\$/BBL ใน 9M/2561 ตามกำไรจากสต็อกน้ำมันที่เพิ่มขึ้น แม้ว่า Market GRM ลดลงจาก crude premium ที่เพิ่ม อีกทั้งส่วนต่างราคาน้ำมันเตาและน้ำมันเบนซินปรับลดลง
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายโอเลฟินส์ในภาพรวมปรับสูงขึ้น ตามราคาผลิตภัณฑ์และปริมาณขายที่สูงขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อน
- ผลการดำเนินงานของธุรกิจปิโตรเคมีสายอะโรเมติกส์ลดลง จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ กับวัตถุดิบปรับตัวลดลง จากประเทศจีนที่ชะลอการนำเข้าสาร BZ จากผลกระทบเงินหยวนที่อ่อนค่าเมื่อเทียบกับค่าเงินสหรัฐฯ และราคาวัตถุดิบที่ปรับสูงขึ้น แม้ว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบจะปรับสูงขึ้นใน 9M/2561

การวิเคราะห์ฐานะการเงินปตท. และบริษัทย่อย

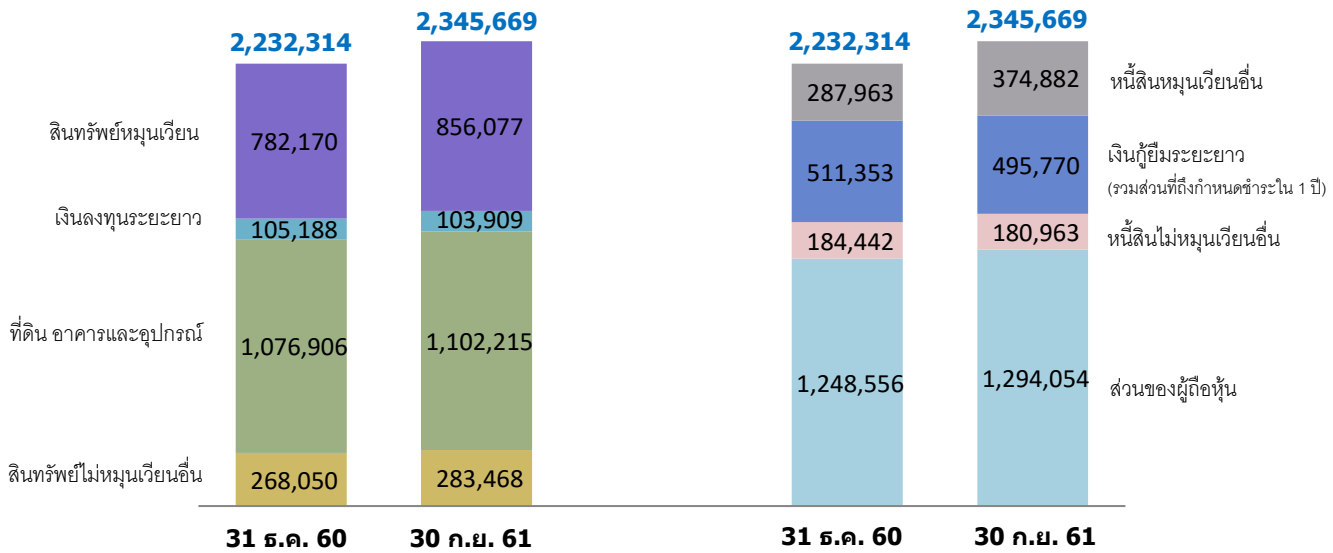
ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2560

สินทรัพย์รวม

▲ 5.1%

หนี้สินรวมและส่วนของผู้ถือหุ้น

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 2,345,669 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 113,355 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.1 เป็นผลจาก

: สินทรัพย์หมุนเวียน เพิ่มขึ้น 73,907 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.4 สาเหตุหลักมาจาก

- สินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น 28,488 ล้านบาท โดยหลักจากปัจจัยทางด้านราคาน้ำมันที่เพิ่มสูงขึ้นตามราคาตลาดโลก ส่งผลให้มูลค่าสินค้าคงเหลือของบริษัทในเครือในกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่นเพิ่มขึ้น
- ลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 19,342 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีที่เพิ่มสูงขึ้นตามราคาตลาด และปริมาณขายที่เพิ่มสูงขึ้น
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 17,482 ล้านบาท โดยหลักจากลูกหนี้อื่นที่เพิ่มขึ้น จากภาษีซื้อขอคืนจากเงินจ่ายล่วงหน้า จากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. ของ PTTOR และ เงินจ่ายล่วงหน้าค่าสินค้าของ PTTT
- เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนชั่วคราวเพิ่มขึ้นสุทธิ 8,595 ล้านบาท โดยหลักเกิดจากเงินสดสุทธิจากการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้นของ ปตท. และบริษัทในเครือ

: เงินลงทุนระยะยาว ลดลง 1,279 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.2 โดยหลักจากการขายเงินลงทุนเผื่อขายของ TOP และ PTTGC ประกอบกับการปรับมูลค่ายุติธรรมของเงินลงทุนลดลงใน BAFS ของ PTTOR

: ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ เพิ่มขึ้น 25,309 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.4 โดยหลักจากการที่ PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช และ มีการลงทุนเพิ่มในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในโครงการชอติกา และ เอส 1

ประกอบกับการเพิ่มขึ้นของงานระหว่างก่อสร้างโครงการต่างๆ 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 และโครงการ Catalyst Cooler ของ IRPC

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่น เพิ่มขึ้น 15,418 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.8 โดยหลักจากสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอตัดบัญชี (Deferred Tax Asset: DTA) ของ PTTOR ที่เพิ่มขึ้นจากการรับโอนหน่วยธุรกิจน้ำมันจาก ปตท. ประกอบกับค่าความนิยม ที่เพิ่มขึ้นจาก PTTEP เข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,051,615 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ 31 ธันวาคม 2560 จำนวน 67,857 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.9 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินหมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 86,919 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.2 ส่วนใหญ่มาจากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นตามราคาซื้อน้ำมันดิบที่สูงขึ้นและเจ้าหนี้อื่น ของ PTTEP ที่เพิ่มขึ้นจากสิ่งตอบแทนที่จะต้องจ่ายจากการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช ประกอบกับ เงินปันผลค้างจ่ายและภาษีเงินได้ค้างจ่าย ของ ปตท. ที่เพิ่มสูงขึ้น

: เงินกู้ยืมระยะยาว (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) ลดลง 15,583 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.0 ส่วนใหญ่เป็นการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวและไถ่ถอนหุ้นกู้ จำนวน 109,860 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTGC PTTEP TOP ปตท. และ IRPC อย่างไรก็ตามในระหว่างงวดมีการกู้เงินเพิ่ม 94,722 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTOR PTTGC TOP และ IRPC รวมทั้งมีผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ทำให้เงินกู้ยืมระยะยาวลดลง 1,103 ล้านบาท

: หนี้สินไม่หมุนเวียนลดลง 3,479 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.9 ส่วนใหญ่จากหนี้สินภาษีเงินได้รอตัดบัญชีของ PTTEP จากการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 กันยายน 2561 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,294,054 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากสิ้นปี 2560 จำนวน 45,498 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.6 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย สำหรับ 9M/2561 จำนวน 100,146 ล้านบาท ทั้งนี้ มีการจ่ายปันผลจากผลการดำเนินงานงวดครึ่งหลังของปี 2560 จำนวน 12 บาทต่อหุ้น และงวดครึ่งแรกของปี 2561 ที่ 0.8 บาทต่อหุ้น (ภายหลังจากการเปลี่ยนแปลงมูลค่าหุ้นสามัญตราไว้ของปตท. จาก 10 บาทต่อหุ้น เป็น 1 บาทต่อหุ้น) เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 57,108 ล้านบาท

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2561 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 111,329 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด จำนวน 166,189 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 277,518 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

	หน่วย: ล้านบาท
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	176,137
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุน	23,264
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(88,885)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	159
ผลต่างจากการแปลงค่าบการเงิน	654
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	111,329
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	166,189
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	277,518

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 176,137 ล้านบาท มาจากกำไรส่วนที่เป็นของบริษัทใหญ่ ตามงบกำไรขาดทุนจำนวน 100,146 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการกระทบยอดกำไรสุทธิเป็นเงินสดรับ (จ่าย) จากกิจกรรมดำเนินงาน โดยรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายรวมจำนวน 90,874 ล้านบาท ภาษีเงินได้จำนวน 44,096 ล้านบาท กำไรส่วนที่เป็นของส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมจำนวน 42,852 ล้านบาท และ ต้นทุนทางการเงินจำนวน 20,446 ล้านบาท รวมทั้งมีการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิลดลงจำนวน 70,265 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 43,608 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 23,264 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินรับจากเงินลงทุนชั่วคราว รวมจำนวน 109,632 ล้านบาท โดยหลักมาจากเงินฝากประจำและเงินลงทุนในตราสารหนี้ระยะสั้นที่ครบกำหนด ของ PTTEP และ ปตท.จำนวน 64,796 และ 45,554 ล้านบาท ตามลำดับ

: เงินจ่ายลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่า รวมจำนวน 76,825 ล้านบาท โดยหลักเป็นผลจากการลงทุนเพิ่มขึ้นของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ส่วนใหญ่จากโครงการชอติกา และ โครงการเอส 1 การลงทุนในโครงการต่างๆ ของ ปตท. โดยโครงการหลัก ได้แก่ โครงการท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 นอกจากนี้ยังมีการลงทุนในโครงการ Olefins Reconfiguration, Propylene Oxide และ Polyols ของ PTTGC โครงการ Catalyst Cooler และ โครงการผลิตเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีนชนิดคอมพาวด์ (PPC) ของ IRPC เป็นต้น

: เงินจ่ายลงทุนในเงินลงทุนระยะยาว จำนวน 21,239 ล้านบาท ส่วนใหญ่เป็นการจ่ายลงทุนในการเข้าซื้อสัดส่วนเพิ่มเติมในโครงการบงกช ของ PTTEP

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 88,885 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายปันผลจำนวน 61,354 ล้านบาทโดยหลักเป็นของ ปตท. PTTGC PTTEP TOP และ IRPC และเงินจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 20,191 ล้านบาท

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	9M/2560	9M/2561
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไรจาก</u>			
<u>การดำเนินงานต่อเนื่อง</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	14.85%	14.90%
อัตรากำไรสุทธิ	%	9.15%	8.32%
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	10.26	10.88
<u>กำไรสุทธิต่อหุ้นจากการดำเนินงาน</u>			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	3.45	3.48

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	31-ธ.ค.-60	30-ก.ย.-61
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	2.21	1.88
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.61	1.32
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.42	0.41

หมายเหตุ:

อัตรากำไรขั้นต้น	=	กำไรขั้นต้น	หาร	รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิ	หาร	รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	=	กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน+ภาษีจ่ายจากการดำเนินงาน	หาร	ดอกเบี้ยจ่ายจากการจัดหาเงิน
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ	หาร	จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างงวด
อัตราส่วนสภาพคล่อง	=	สินทรัพย์หมุนเวียน	หาร	หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	=	เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด+เงินลงทุนชั่วคราว+ลูกหนี้การค้า	หาร	หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย	หาร	ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจในไตรมาสที่ 4 ของปี 2561

เศรษฐกิจโลกใน Q4/2561 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจาก Q3/2561 โดยเศรษฐกิจสหรัฐฯ คาดว่ายังได้รับแรงสนับสนุนจากตลาดแรงงานที่เข้มแข็งและมาตรการปรับลดภาษีของรัฐบาล แม้อาจได้รับผลกระทบทางลบบางส่วนจากมาตรการตอบโต้ทางการค้าของจีน ในขณะที่เศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรคาดว่าจะฟื้นตัวต่อเนื่องภายใต้อัตราดอกเบี้ยนโยบายที่ยังคงอยู่ในระดับต่ำ แม้ธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank: ECB) ได้เริ่มปรับลดวงเงินมาตรการผ่อนคลายเชิงปริมาณ (quantitative easing: QE) แล้วในเดือนตุลาคม 2561 และคาดว่าจะยุติการดำเนินมาตรการ QE ภายในเดือนธันวาคม 2561 สำหรับเศรษฐกิจจีนคาดว่าจะขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจากมาตรการกีดกันทางการค้าของสหรัฐฯ ที่เข้มข้นขึ้น ท่ามกลางการผ่อนปรนมาตรการชะลอการขยายตัวของสินเชื่อของรัฐบาลจีนเพื่อรองรับผลกระทบทางลบจากปัญหาความขัดแย้งทางการค้ากับสหรัฐฯ ทั้งนี้ เศรษฐกิจโลกยังมีความเสี่ยงจากการกีดกันและการตอบโต้ทางการค้าที่อาจรุนแรงขึ้น ภาวะการเงินโลกที่อาจตึงตัวขึ้นอย่างรวดเร็ว (surprise tightening of global financial conditions) และปัญหาความไม่แน่นอนทางการเมือง ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการก่อการร้าย

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน Q4/2561 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 0.4 ล้านบาร์เรลต่อวันจากไตรมาสก่อนหน้าไปอยู่ที่ระดับ 100.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน และความต้องการใช้น้ำมันโลกของปี 2561 คาดว่าจะเพิ่มขึ้น 1.3 ล้านบาร์เรลต่อวันไปอยู่ที่ระดับ 99.2 ล้านบาร์เรลต่อวันตามรายงานของ IEA ณ เดือนตุลาคม 2561 นำโดยกลุ่มประเทศตลาดเกิดใหม่และกำลังพัฒนา โดยเฉพาะประเทศในเอเชียและจีน ในขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันของกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วคาดว่าจะทรงตัวจากปีก่อน สำหรับภาวะอุปทานล้นตลาดคาดว่าจะลดลงต่อเนื่องจากความร่วมมือในการลดกำลังการผลิตของกลุ่ม OPEC และ non-OPEC อย่างต่อเนื่องท่ามกลางปัญหาภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง และการคว่ำบาตรอิหร่าน แต่ยังคงติดตามผลการประชุมกลุ่ม OPEC ในเดือนธันวาคม ถึงการกำหนดมาตรการและปริมาณการผลิต ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบจะเฉลี่ยอยู่ที่ 70-75 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลในปี 2561

ค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์ในปี 2561 คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 6-7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ปรับลดลงจากปี 2560 ตามภาพรวมตลาดน้ำมันสำเร็จรูปที่มีอุปสงค์ลดลงเมื่อราคาปรับตัวสูงขึ้น

ราคามลพิษภัณฑ์ปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนใน Q4/2561 มีแนวโน้มปรับลดลงเล็กน้อยจาก Q3/2561 โดยราคา HDPE คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 1,319 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ในขณะที่ราคา PP คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 1,278 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากอุปสงค์ที่ลดลงในช่วงปลายปี และโรงงาน PP ขึ้นใหม่ในเกาหลีใต้ (S-oil, 405 kTA) สำหรับราคามลพิษภัณฑ์ปิโตรเคมีสาย อะโรเมติกส์มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จากราคาดัชนี Naphtha ที่สูงขึ้น ในส่วนของราคา BZ คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 886 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยส่วนต่างราคา BZ เทียบกับ Naphtha มีแนวโน้มลดลงจากอุปสงค์ที่ลดน้อยลงตามฤดูกาลในช่วงปลายไตรมาส ในขณะที่ราคา PX คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 1,263 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดยส่วนต่างราคา PX เทียบกับ Naphtha มีแนวโน้มทรงตัว จากสินค้าที่ออกมาจากโรงงานที่ขึ้นใหม่ในอินโดนีเซีย (TPPI, 550 kTA) เข้ามาชดเชยสินค้าที่หายไปจากตลาดในช่วงการปิดซ่อมบำรุง

เศรษฐกิจไทยใน Q4/2561 มีแนวโน้มขยายตัวชะลอลงเล็กน้อยจาก Q3/2561 ตามการลงทุนภาคเอกชนที่ขยายตัวในเกณฑ์ที่ลดลงจากการระบายสินค้าคงคลัง (Inventory destocking) ที่มากขึ้น การท่องเที่ยวคาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นตามการฟื้นตัวของนักท่องเที่ยวจีนท่ามกลางแรงกระตุ้นจากมาตรการภาครัฐด้านการส่งเสริมการท่องเที่ยวที่เข้มข้น การใช้จ่ายภาครัฐยังคงเป็นแรงขับเคลื่อนที่สำคัญโดยเฉพาะจากความคืบหน้าของโครงการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ ในขณะที่การส่งออกสินค้าคาดว่าจะรักษาระดับการเติบโตต่อไปได้ตามการขยายตัวของอุปสงค์ต่างประเทศและการย้ายฐานการผลิตบางส่วนมายังประเทศไทย สำหรับการบริโภคภาคเอกชนมีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องโดยได้รับแรงสนับสนุนจากรายได้ครัวเรือน

ที่ปรับเปลี่ยนและกระจายตัวมากขึ้น อย่างไรก็ตาม หนี้ครัวเรือนที่อยู่ในระดับสูงจะยังคงเป็นปัจจัยถ่วงต่อไป ทั้งนี้ เศรษฐกิจไทยยังคงมีความเสี่ยงจากนโยบายกีดกันทางการค้าของสหรัฐฯ และการตอบโต้จากประเทศคู่ค้า การดำเนินนโยบายการเงินเข้าสู่ภาวะปกติของประเทศพัฒนาแล้ว (Monetary Normalization) และความล่าช้าในการเบิกจ่ายของภาครัฐ

แผนธุรกิจในระยะยาว

กลยุทธ์เฉพาะแผน

กิจกรรมและรายได้

แหล่งทุนและ
แหล่งหนี้

บริษัทและผู้มีส่วน
เกี่ยวข้อง

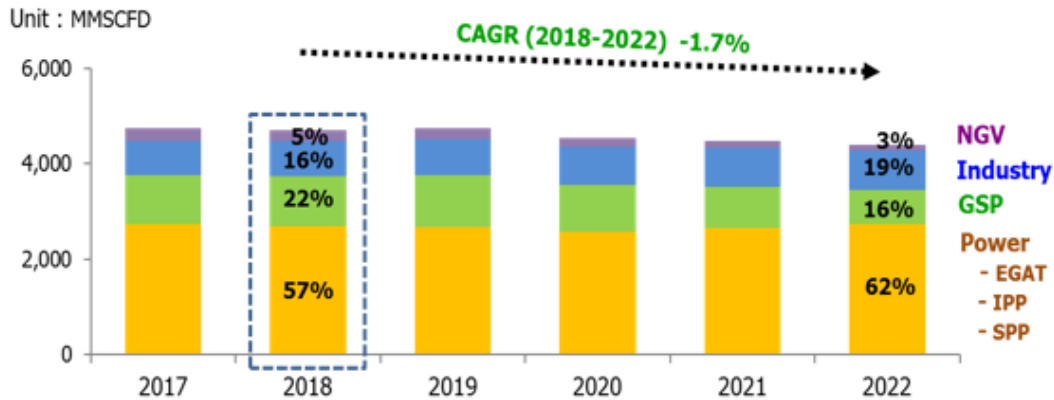
พันธมิตรและ
ผู้สนับสนุน

บริษัทและผู้มีส่วน
เกี่ยวข้อง

พันธมิตรและ
ผู้สนับสนุน

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

Country: Projected Gas Volume



Gas Facilities Expansion

New Project	LNG Ph#2	LNG Terminal#1 - Extension	LNG Terminal#2
LNG Capacity (MTA)	10	10	11.5
Major Project COD	4 th onshore Midline Comp.	Nakhon Ratchasima	Comp Wang noi
			5 th Pipeline
			RA#6-Ratchaburi Pipeline

สมมติฐานความต้องการใช้ก๊าซฯ ของประเทศ ปี 2561 - 2565 มีอัตราการเติบโตลดลงที่ -1.7% โดยประมาณการตามสถานการณ์ปัจจุบันที่การผลิตไฟฟ้าของประเทศจาก 3 การไฟฟ้า ได้แก่ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีแนวโน้มการผลิตไฟฟ้าที่ลดลง เนื่องจากเอกชนมีการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง นอกจากนี้ในระยะยาว ความต้องการใช้ก๊าซฯ ในการผลิตไฟฟ้าก็ปรับลดลงกว่าที่คาดการณ์เดิม โดยคาดว่าจะเข้าไปทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินได้เพียงบางโรง และทดแทน แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ที่ 30% โดยคาดว่าจะเข้าไปทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินได้เพียงบางโรง และทดแทน แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ที่ 30% โดยคาดว่าจะเข้าไปทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินได้เพียงบางโรง และทดแทน แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) ที่ 30% โดยคาดว่าจะเข้าไปทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินได้เพียงบางโรง

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติภูมิภาคบนบก นครราชสีมา (กำหนดแล้วเสร็จปี 2561)

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1

- การก่อสร้างแล้วเสร็จ และเริ่ม Start of Regular Operation เมื่อวันที่ 5 มีนาคม 2560

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2

- ความก้าวหน้าของการก่อสร้าง 92.86% (ณ เดือนกันยายน 2561)

ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย – โรงไฟฟ้าพระนครเหนือได้

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 1

- อยู่ระหว่างการก่อสร้างท่อก๊าซเป็นระยะทางประมาณ 72 กม. จากระยะทางแนวท่อก๊าซทั้งหมด 208 กม.
- ความก้าวหน้าของโครงการระยะที่ 1 อยู่ที่ 29.2%

ความก้าวหน้าโครงการ ระยะที่ 2

- จัดหาผู้รับเหมาแล้วเสร็จและลงนามเมื่อ 27 มิ.ย. 61
- อยู่ระหว่างดำเนินการด้านการออกแบบวิศวกรรมต่อเนื่อง

ระบบท่อส่งก๊าซฯ จากสถานีควบคุมความดันก๊าซฯ ราชบุรี – วังน้อยที่ 6 ไปยัง จ.ราชบุรี

- ดำเนินงานก่อสร้างวางท่อ ความคืบหน้าโครงการ 56.79% (ณ เดือนกันยายน 2561)

โครงการสถานีเพิ่มความดันก๊าซฯ บนระบบท่อส่งก๊าซฯ วังน้อย – แก่งคอย

- ความก้าวหน้าโดยรวม 99.77% (ณ เดือนกันยายน 2561)

โครงการ LNG:

ปตท. มีแผนในการเติบโตธุรกิจ LNG Terminal เพื่อรองรับปริมาณการใช้ก๊าซฯในประเทศ โดยมีแผนการลงทุนระยะยาว เพื่อขยายโครงการ LNG terminal ปัจจุบันเพื่อรองรับก๊าซฯได้รวม 10 ล้านตันต่อปี แล้วเสร็จในปี 2560 และจะขยายเป็น 11.5 ล้านตันต่อปี โดยมีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2562 และมีแผนลงทุนโครงการก่อสร้าง LNG Terminal แห่งใหม่ที่รองรับความต้องการก๊าซฯในอนาคต ทั้งนี้ปตท. มีการจัดหา LNG ด้วยสัญญาระยะยาวเพิ่มเติมจากสัญญา Qatargas /Shell /BP และ Petronas ที่มีอยู่ ภายในปี 2560 และปตท.มีแผนที่จะมี LNG contract ในสัญญาระยะยาวเป็นส่วนใหญ่ของแผนการนำเข้า LNG ทั้งหมด

โครงการ LNG Receiving Terminal 1 Phase 2 Extension :

- ความก้าวหน้างานก่อสร้าง คือ 100% (ณ กันยายน 2561)
- ที่ประชุมคณะกรรมการเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม 2559 มีมติให้ ปตท. ขยายกำลังการแปรรูป LNG ของ Map Ta Phut LNG Terminal เพิ่มเติมนอีก 1.5 ล้านตันต่อปี จาก 10 เป็น 11.5 ล้านตันต่อปี
- มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2562

โครงการ LNG Receiving Terminal 2:

- ที่ประชุมคณะกรรมการเมื่อวันที่ 11 เมษายน 2560 มีมติให้ ปตท. ดำเนินการขยายกำลังการแปรรูป LNG ที่ 7.5 ล้านตันต่อปี
- มีกำหนดส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2565

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

แผนงาน NGV

ปตท. มีนโยบายเน้นการขายก๊าซแบบ Wholesale และส่งเสริมภาคเอกชนในการลงทุนสถานีบริการ

สรุปแผนซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ใน 9M /2561

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

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 ไทยลูบเบลันดิง 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 เอนเนอร์ยี่ รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER) บริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM) ซึ่งรวมถึง Sakari Resources Ltd. (SAR) Straits (Brunei) Pte Ltd (Straits (Brunei)) และ Yoxford H Holdings 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 โซลูชันส์ จำกัด (PTTES) บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชัน จำกัด (PTT DIGITAL) บริษัท บีซีเนส เซอร์วิสเซส อัลไลแอนซ์ จำกัด (BSA) PTT Green Energy Pte. Ltd. (PTTGE) PTT Regional Treasury Center Pte. Ltd. (PTTRTC) และ บริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT TCC)