คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

MD&A 3Q2569

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการสำหรับผลการดำเนินงานงวด 3 เดือนและ 9 เดือน สิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569

บทสรุปผู้บริหาร

หน่วย : ล้านบาท	3Q2568	2Q2569	3Q2569	% เพิ่ม (ลด)		9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ยอดขาย	646,689	830,389	784,015	21.2%	(5.6%)	2,023,666	2,333,133	15.3%
EBITDA	85,769	147,792	178,076	>100%	20.5%	257,957	511,455	98.3%
EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง	86,169	156,302	146,945	70.5%	(6.0%)	261,214	419,126	60.5%
กำไรสุทธิ	19,784	52,525	40,553	>100%	(22.8%)	64,632	118,816	83.8%
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	0.69	1.85	1.43	>100%	(22.7%)	2.26	4.19	85.4%
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	70.1	96.1	93.1	32.8%	(3.1%)	71.3	91.8	28.8%
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ)	32.5	32.8	33.4	2.8%	1.80%	33.3	32.6	(2.1%)

แม้ว่าเศรษฐกิจโลกในเก้าเดือนแรกของปี 2569 (9M2569) ขยายตัวต่อเนื่องจากปีก่อน ภาพรวมเศรษฐกิจและตลาดพลังงานโลกยังคงเผชิญกับความไม่แน่นอนจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพด้านอุปทานพลังงานและความผันผวนของราคาพลังงานในตลาดโลก โดยราคาน้ำมันดิบดูไบ ณ 9M2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 91.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากในเก้าเดือนแรกของปี 2568 (9M2568) ที่เฉลี่ยอยู่ที่ 71.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ค่าเงินบาทเฉลี่ยแข็งค่าขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับใน 9M2568 โดยใน 9M2568 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 33.3 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 9M2569 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 32.6 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อย่างไรก็ดี กลุ่ม ปตท. มีการบริหารความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนจากการทำ Natural hedge ซึ่งช่วยจำกัดผลกระทบจากการแข็งค่าของเงินบาทต่อการดำเนินงานในภาพรวม

ท่ามกลางสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลางที่ยืดเยื้อ ส่งผลให้ตลาดพลังงานโลกเผชิญความผันผวนและความไม่แน่นอนด้านอุปทานดังกล่าว ปตท. ในฐานะรัฐวิสาหกิจที่มีภารกิจในการสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ และบริษัทจดทะเบียนที่มุ่งสร้างผลตอบแทนที่เหมาะสมแก่ผู้ถือหุ้น โดยการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานครึ่งปีแรกของปี 2569 เป็นจำนวน 1.40 บาทต่อหุ้น ตลอดจนให้ความสำคัญกับการบริหารจัดการธุรกิจตลอดห่วงโซ่อุปทาน (Supply Chain) และการรักษาสภาพคล่องทางการเงินอย่างต่อเนื่อง เพื่อรองรับต้นทุนและความผันผวนที่เพิ่มขึ้น โดยอาศัยการกระจายแหล่งจัดหาน้ำมันดิบไม่พึ่งพิงแหล่งใดแหล่งหนึ่งผ่านเครือข่ายพันธมิตรทางธุรกิจทั่วโลก และการลงทุนในโรงกลั่นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและความยืดหยุ่นในการรองรับน้ำมันดิบจากหลากหลายแหล่ง ทั้งนี้ ปตท. ยังคงมุ่งเน้นธุรกิจ Hydrocarbon ซึ่งเป็นธุรกิจหลักที่มีความเชี่ยวชาญ ควบคู่กับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการยกระดับการกำกับดูแลการลงทุนอย่างรัดกุม

ปตท. มุ่งเสริมสร้างความสามารถในการแข่งขันและความมั่นคงทางพลังงาน โดยธุรกิจสำรวจและผลิตเดินหน้าผลิตก๊าซธรรมชาติเพื่อรองรับความต้องการใช้พลังงานในประเทศ ควบคู่กับการขยายการลงทุนในต่างประเทศ ขณะที่ธุรกิจ LNG ใช้ประโยชน์จากศักยภาพของธุรกิจการค้าระหว่างประเทศที่มีเครือข่ายธุรกิจทั่วโลกในการกระจายแหล่งจัดหาพลังงานเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นและเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน โดยตั้งเป้าขยาย LNG Portfolio เป็น 3.7 ล้านตันในปี 2569 และ 10 ล้านตัน และ 15 ล้านตันในปี 2573 และ 2578 ตามลำดับ สำหรับธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น มุ่งแสวงหาพันธมิตรระดับโลกเพื่อเสริมความแข็งแกร่งของธุรกิจหลัก พร้อมปรับกลยุทธ์ให้สอดคล้องกับสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ควบคู่กับการสนับสนุนมาตรการทางพลังงานของภาครัฐ ขณะเดียวกัน กลุ่ม ปตท. เดินหน้าขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ผ่านโครงการดักจับและกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage: CCS) ที่แหล่งก๊าซธรรมชาติโครงการอาทิตย์ รวมถึงโครงการ I-SPARK เพื่อพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานสะอาดและรองรับอุตสาหกรรมคาร์บอนต่ำ

นอกจากนี้ ปตท. ยังเร่งเพิ่มประสิทธิภาพการดำเนินงานและสร้างมูลค่าเพิ่มจากความร่วมมือภายในกลุ่ม ปตท. ผ่านโครงการ Profit Enhancement Initiatives ซึ่งสร้างมูลค่าเพิ่มได้กว่า 20,900 ล้านบาท ใน 9M2569 ผ่านโครงการ MissionX ที่มุ่งเน้นการสร้างมูลค่าเพิ่มผ่านความร่วมมือภายในกลุ่ม ปตท. พร้อมทั้งขับเคลื่อน Digital Transformation ผ่านโครงการ AXIS ประกอบกับการเสริมสร้างความร่วมมือด้าน Supply Chain และ Marketing ผ่านโครงการ P1 และ D1 ตลอดจนการดำเนินงานด้าน Financial Excellence (F1) เพื่อรักษาวินัยทางการเงินและบริหารกระแสเงินสดของกลุ่ม ปตท. อย่างมีประสิทธิภาพ

เป็นผลให้ปตท. และบริษัทย่อย ยังคงมีผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดยมีรายละเอียดดังนี้

ในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 (3Q2569) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 146,945 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 60,776 ล้านบาท หรือร้อยละ 70.5 จากในไตรมาสที่ 3 ปี 2568 (3Q2568) ที่จำนวน 86,169 ล้านบาท *โดยหลักจาก**กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น** โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจากค่าการกลั่น (Market GRM) และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น ซึ่งใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 14,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 มีผลกำไรประมาณ 1,700 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น อีกทั้ง**กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับ**กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ**มีผลการดำเนินงานดีขึ้น โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาดที่ผันผวนจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง และ**กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันเบนซินปรับเพิ่มขึ้น ในส่วนของ**กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ** ผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้นโดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุน Pool gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้น โดย**ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 40,553 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,769 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากใน 3Q2568 ที่จำนวน 19,784 ล้านบาท*** จาก EBITDA ที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ใน 3Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นผลขาดทุนประมาณ 4,200 ล้านบาท โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของค่าความนิยมในโครงการมาเลเซีย แปลง เค ของ บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) (PTTEP) ขณะที่ ใน 3Q2568 มีการรับรู้เป็นผลกำไรประมาณ 900 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ของ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) และ บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC)*

ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 146,945 ล้านบาท ลดลง 9,357 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.0 จากในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 (2Q2569) ที่จำนวน 156,302 ล้านบาท *โดยหลักจาก**กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม** โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลง รวมถึง**กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ** มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมลดลง ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนราคา Pool gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง รวมถึงปริมาณขายลดลง อย่างไรก็ตาม **กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น จากธุรกิจการกลั่น มีกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 14,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 มีผลขาดทุนประมาณ 21,700 ล้านบาท และ Market GRM เพิ่มขึ้น ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานลดลง จากกลุ่มโอเลฟินส์ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับลดลง ประกอบกับกลุ่มอะโรเมติกส์มีผลการดำเนินงานลดลงตามปริมาณขายที่ลดลง เนื่องจากโรงอะโรเมติกส์ ของ GC หยุดซ่อมบำรุงตามแผน*

*โดย**ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 40,553 ล้านบาท ลดลง 11,972 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.8 จากใน 2Q2569 ที่จำนวน 52,525 ล้านบาท** โดยหลักจาก EBITDA ที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 3Q2569 มีการรับรู้รายการ Non-recurring Items สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุน ประมาณ 4,200 ล้านบาท โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของค่าความนิยมในโครงการมาเลเซีย แปลง เค ของ PTTEP ขณะที่ใน 2Q2569 รับรู้เป็นขาดทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการประมาณการค่าใช้จ่ายจากการปรับแผนการดำเนินธุรกิจในบริษัท จีซี โพลีออลส์ จำกัด (GCP) ของ GC*

ใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงจำนวน 419,126 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 157,912 ล้านบาท หรือร้อยละ 60.5 จาก 9M2568 จำนวน 261,214 ล้านบาท โดยหลักจาก**กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น** โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 37,800 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 มีผลขาดทุนประมาณ 4,000 ล้านบาท ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีปรับตัวเพิ่มขึ้นเช่นกัน ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่ม**ธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ **กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ** มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง รวมถึงราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น โดย**ใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 118,816 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54,184 ล้านบาท หรือร้อยละ 83.8 จาก 9M2568 ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 64,632 ล้านบาท** จาก EBITDA ที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตามใน 9M2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นผลขาดทุนประมาณ 8,500 ล้านบาท โดยหลักจากการรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าของค่าความนิยมในโครงการมาเลเซีย แปลง เค ของ PTTEP รวมถึงรับรู้ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์และประมาณการค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินธุรกิจในบริษัท GCP ของ GC ขณะที่ใน 9M2568 มีการรับรู้เป็นกำไรประมาณ 5,000 ล้านบาท โดยหลักจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของบริษัทร่วมจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์ของ TOP

ณ 30 กันยายน 2569 ฐานะการเงินของ ปตท. และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,612,754 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 343,094 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.5 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีสินทรัพย์รวมจำนวน 3,269,660 ล้านบาท โดยหลักจากสินค้าคงเหลือและลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณ และสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น จากเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างรับและเงินวางหลักประกัน (Margin call) ที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการลงทุนของบริษัทในกลุ่ม ปตท. โดย ณ 30 กันยายน 2569 มีหนี้สินรวมทั้งสิ้นจำนวน 1,817,704 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 200,528 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.4 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีหนี้สินรวมจำนวน 1,617,176 ล้านบาท โดยหลักจากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณ และเงินปันผลค้างจ่ายของ ปตท. ประกอบกับหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก PTT International Trading Pte. Ltd. และ PTT International Trading London Ltd. ทั้งนี้ ณ 30 กันยายน 2569 มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,795,050 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 142,566 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.6 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,652,484 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 กันยายน 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อย ประกอบกับผลต่างการแปลงค่างบการเงินและส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น รวมถึงการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP*

ภาวะเศรษฐกิจในไตรมาส 3 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกใน 3Q2569 ขยายตัวต่อเนื่องจาก 2Q2569 ท่ามกลางแรงกดดันด้านเงินเฟ้อจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ขยายวงกว้าง ประกอบกับการโจมตีโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานระหว่าง รัสเซีย-ยูเครน ส่งผลให้ราคาพลังงานพุ่งสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ผลกระทบดังกล่าวถูกบรรเทาจากการลงทุนด้านเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) รวมถึงความสามารถในการปรับตัวของภาคเอกชนผ่านการกระจายแหล่งจัดหาพลังงาน โดยเศรษฐกิจสหรัฐฯ ขยายตัวต่อเนื่องจากการใช้จ่ายภายในประเทศที่ยังคงแข็งแกร่ง ท่ามกลางอัตราการว่างงานที่อยู่ในระดับต่ำ การลงทุนด้านเทคโนโลยี AI อย่างต่อเนื่อง และการกลับมาสะสมสินค้าคงคลัง ขณะที่อัตราเงินเฟ้อยังอยู่ในระดับสูง ส่งผลให้ธนาคารกลางสหรัฐฯ มีมติปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายสู่ระดับร้อยละ 3.75–4.00 ในการประชุมเดือนกันยายน 2569 เพื่อเร่งให้อัตราเงินเฟ้อกลับสู่เป้าหมายที่ระดับร้อยละ 2.00 ในส่วนของเศรษฐกิจกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโร ขยายตัวชะลอลงจากไตรมาสก่อนหน้า โดยภาคการส่งออกและการผลิตถูกกดดันจากความไม่แน่นอนด้านนโยบายการค้าของสหรัฐฯ และปัจจัยชั่วคราวตามฤดูกาลจากสภาพอากาศร้อนจัดในช่วงฤดูร้อน ภายใต้แรงกดดันด้านเงินเฟ้อที่เร่งตัวขึ้นจากราคาพลังงานและผลกระทบที่เริ่มส่งผ่านไปยังภาคส่วนอื่นของเศรษฐกิจ ส่งผลให้ธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank: ECB) มีมติปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยนโยบายสู่ระดับร้อยละ 2.50–2.90 ในการประชุมเดือนกันยายน 2569 สำหรับเศรษฐกิจจีนขยายตัวเร่งขึ้น โดยได้รับแรงสนับสนุนจากภาคการผลิตและการส่งออกสินค้าเทคโนโลยีตามวัฏจักรขาขึ้นของ AI ซึ่งช่วยชดเชยอุปสงค์ภายในประเทศที่ยังคงอ่อนแอและภาคอสังหาริมทรัพย์ที่ยังซบเซา ขณะที่ราคาพลังงานโลกที่อยู่ในระดับสูงส่งผลกระทบจำกัดต่อการขยายตัวของเศรษฐกิจจีน ทั้งนี้ กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ณ เดือนตุลาคม 2569 ปรับเพิ่มประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจโลกในปี 2569 สู่ระดับร้อยละ 3.1 จากที่ประมาณการไว้เดิม ณ เดือนกรกฎาคม 2569 ที่ระดับร้อยละ 3.0

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน 3Q2569 จากรายงานของ S&P Global ณ เดือนตุลาคม 2569 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 103.9 ล้านบาร์เรลต่อวัน (MMBD) เพิ่มขึ้นจาก 2Q2569 ที่ระดับ 100.3 MMBD จากความตึงตัวของอุปทานที่ผ่อนคลายชั่วคราว การส่งออกผลิตภัณฑ์จากจีนที่เพิ่มขึ้น และการเดินทางที่ฟื้นตัวในช่วงฤดูร้อน อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันลดลงจาก 3Q2568 ที่ระดับ 107.6 MMBD ท่ามกลางราคาพลังงานที่อยู่ในระดับสูง ซึ่งกดดันการบริโภคน้ำมันในหลายภูมิภาค

หน่วย : เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย	70.1	96.1	93.1	32.8%	(3.1%)	71.3	91.8	28.8%
Gasoline Crack Spread	10.3	29.0	29.0	>100.0%	-	9.9	22.5	>100.0%
Diesel Crack Spread	18.7	63.0	65.8	>100.0%	4.4%	16.3	54.7	>100.0%
FO Crack Spread (180 – 3.5%S)	(5.5)	2.5	(1.5)	72.7%	<(100.0)%	(1.9)	(2.4)	(26.3%)
Singapore GRM	4.0	24.7	18.0	>100.0%	(27.1%)	4.3	17.3	>100.0%

ราคาน้ำมันดิบดูไบใน 3Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 93.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ลดลงจาก 2Q2569 ที่ระดับ 96.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากความกังวลด้านอุปทานที่ผ่อนคลายลงบางส่วนเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน หลังปริมาณส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางทยอยฟื้นตัว ประกอบกับความต้องการนำเข้าน้ำมันดิบของจีนที่ชะลอตัวลง อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ 3Q2568 ที่ระดับ 70.1

เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ราคาน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางที่กระทบการส่งออกน้ำมันและห่วงโซ่อุปทานพลังงานของภูมิภาค ทำให้ตลาดน้ำมันอยู่ในภาวะอุปทานตึงตัว ระดับสินค้าคงคลังปรับลดลง ขณะที่ค่าระวางเรือและค่าประกันภัยทางทะเลปรับตัวสูงขึ้น ทั้งนี้ แม้ปริมาณส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลางจะทยอยฟื้นตัวในช่วงปลายไตรมาส แต่ยังคงต่ำกว่าระดับก่อนเกิดความขัดแย้งอย่างมีนัยสำคัญ

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจรสิงคโปร์

- ส่วนต่างราคาระหว่าง**น้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบ** (Gasoline Crack Spread) ใน 3Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 29.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ใกล้เคียงกับ 2Q2569 ที่ 29.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และสูงกว่า 3Q2568 ที่ระดับ 10.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากภาวะอุปทานน้ำมันเบนซินที่ตึงตัว จากข้อจำกัดด้านกำลังการกลั่นในหลายภูมิภาค การปรับสัดส่วนการผลิตไปยังกลุ่มน้ำมันดีเซลและเชื้อเพลิงอากาศยาน รวมถึงระดับสินค้าคงคลังทั่วโลกที่อยู่ในระดับต่ำ
- ส่วนต่างราคาระหว่าง**น้ำมันดีเซลและน้ำมันดิบดูไบ** (Diesel Crack Spread) ใน 3Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 65.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 2Q2569 ที่ระดับ 63.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 3Q2568 ที่ระดับ 18.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากภาวะอุปทานน้ำมันดีเซลที่ตึงตัวทั่วโลก จากข้อจำกัดในการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลาง การจำกัดการส่งออกน้ำมันดีเซลและเหตุขัดข้องของโรงกลั่นในรัสเซีย รวมถึงอัตราการกลั่นในเอเชียที่ยังต่ำกว่าระดับปกติ ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันดีเซลเข้าสู่ตลาดโลกลดลง ขณะที่ระดับสินค้าคงคลังยังอยู่ในระดับต่ำ
- ส่วนต่างราคาระหว่าง**น้ำมันเตาซัลเฟอร์สูงและน้ำมันดิบดูไบ** (High-Sulfur Fuel Oil 3.5% Crack Spread) ใน 3Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ -1.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ลดลงจาก 2Q2569 ที่ระดับ 2.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากอุปทานน้ำมันเตาจากตะวันออกกลางที่ทยอยเข้าสู่ตลาดเอเชียในช่วงปลายไตรมาส ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อผลิตไฟฟ้าที่ลดลงหลังสิ้นสุดฤดูร้อน รวมถึงราคาน้ำมันดิบที่ปรับขึ้นอย่างรวดเร็วในเดือนกันยายน อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ 3Q2568 ที่ระดับ -5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ส่วนต่างราคาปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ลดลงตามการปรับลดกำลังการกลั่นในตะวันออกกลางและการส่งออกน้ำมันเตาจากรัสเซียที่อยู่ในระดับต่ำ ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันเตาสำหรับเรือยังอยู่ในระดับสูงจากระยะทางเดินเรือที่ยาวขึ้น และปริมาณสินค้าคงคลังในสิงคโปร์อยู่ในระดับต่ำ

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking อ้างอิงที่สิงคโปร์ใน 3Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 18.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ลดลงจาก 2Q2569 ที่ระดับ 24.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากค่าระวางเรือขนส่งน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ 3Q2568 ที่ระดับ 4.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ค่าการกลั่นปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากภาวะอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่ตึงตัว ท่ามกลางอัตราการกลั่นในตะวันออกกลาง รัสเซีย และเอเชียที่ยังคงได้รับผลกระทบจากความขัดแย้งและข้อจำกัดในการจัดหาน้ำมันดิบ

หน่วย : เหรียญสหรัฐต่อตัน	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
HDPE: CFR SEA	920	1,419	1,215	32.1%	(14.4%)	946	1,226	29.6%
PP: CFR SEA - Film	923	1,399	1,266	37.2%	(9.5%)	969	1,238	27.8%
BZ: FOB Korea	725	1,032	1,019	40.6%	(1.3%)	776	964	24.2%
BZ-Naphtha	137	139	188	37.2%	35.3%	168	149	(11.3%)
PX: CFR Taiwan	839	1,165	1,124	34.0%	(3.5%)	836	1,098	31.3%
PX-Naphtha	251	272	293	16.7%	7.7%	228	283	24.1%
Naphtha: MOPJ	588	893	831	41.3%	(6.9%)	608	815	34.0%
Propane: Aramco CP	538	753	608	13.0%	(19.3%)	591	633	7.1%
Asian Spot LNG ($/MMBTU)	11.7	17.4	22.9	95.7%	31.6%	12.7	18.1	42.5%

ราคา**ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี**สายโอเลฟินส์และสายอะโรเมติกส์ มีรายละเอียดดังนี้

- **กลุ่มผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์**: ราคาโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง (High-density polyethylene: HDPE) ใน 3Q2569 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน โดยมีแรงกดดันจากต้นทุนวัตถุดิบแนฟทาที่ปรับลดลง ภายหลังความกังวลต่อสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางเริ่มผ่อนคลาย ประกอบกับภาวะอุปทานส่วนเกินในภูมิภาคจากกำลังการผลิตใหม่ โดยเฉพาะจากประเทศจีน ขณะที่ความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำยังฟื้นตัวอย่างจำกัด ท่ามกลางความผันผวนของราคาและการซื้อขายที่ยังเป็นไปอย่างระมัดระวัง ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย HDPE ใน 3Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,215 เหรียญสหรัฐต่อตัน สำหรับราคาโพลีโพรไพลีน (Polypropylene: PP) ใน 3Q2569 ปรับลดลงในทิศทางเดียวกัน ตามต้นทุนวัตถุดิบที่อ่อนตัวลง ประกอบกับแรงกดดันจากอุปทานใหม่ที่เข้าสู่ตลาดอย่างต่อเนื่องและอุปสงค์ในภูมิภาคที่ยังไม่แข็งแกร่ง ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย PP อยู่ที่ระดับ 1,266 เหรียญสหรัฐต่อตัน
- **กลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์**: ราคาเบนซีน (Benzene: BZ) ใน 3Q2569 ปรับลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ 2Q2569 ตามการปรับลดลงของต้นทุนแนฟทา จากระดับสูงในช่วงก่อนหน้าซึ่งได้รับแรงหนุนจากความกังวลต่อสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ขณะที่ความต้องการใช้จากอุตสาหกรรมปลายน้ำยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป อย่างไรก็ตาม ราคา BZ ยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากภาวะอุปทานในภูมิภาคเอเชียที่ตึงตัว ประกอบกับระดับสินค้าคงคลังในจีนที่อยู่ในระดับต่ำ ส่งผลให้ราคา BZ ปรับลดลงน้อยกว่าราคาแนฟทา โดยราคาเฉลี่ย BZ ใน 3Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,019 เหรียญสหรัฐต่อตัน สำหรับราคาพาราไซลีน (Paraxylene: PX) ใน 3Q2569 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน ตามการปรับลดลงของต้นทุนวัตถุดิบแนฟทา ขณะที่ความต้องการใช้จากอุตสาหกรรมปลายน้ำโดยเฉพาะกลุ่มโพลีเอสเตอร์และ PET ยังคงฟื้นตัวอย่างจำกัด อย่างไรก็ตาม ราคา PX ยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากภาวะอุปทานในภูมิภาคเอเชียที่ตึงตัว ส่งผลให้ราคา PX ปรับลดลงน้อยกว่าราคาแนฟทา โดยราคาเฉลี่ย PX ใน 3Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,124 เหรียญสหรัฐต่อตัน

เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีที่แล้ว ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งสายโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้น สอดคล้องกับการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบและต้นทุนวัตถุดิบแนฟทาจากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางแม้ว่าสถานการณ์จะเริ่มผ่อนคลายลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตาม ตลาดปิโตรเคมียังคงเผชิญแรงกดดันจากกำลังการผลิตใหม่

ในภูมิภาคและการฟื้นตัวของอุปสงค์ที่ยังจำกัด ส่งผลให้การปรับตัวของราคาผลิตภัณฑ์บางส่วนยังต่ำกว่าการเพิ่มขึ้นของต้นทุนวัตถุดิบ

ราคา**โพรเพน** (Propane) ใน 3Q2569 ปรับลดลงจาก 2Q2569 โดยมีปัจจัยกดดันจากความต้องการใช้โพรเพนตามฤดูกาลที่อยู่ในระดับต่ำ เนื่องจากช่วงฤดูร้อนเป็นช่วงนอกฤดูกาลของความต้องการใช้โพรเพนเพื่อทำความร้อน ประกอบกับอุปทานโพรเพนจากสหรัฐฯ ที่อยู่ในระดับสูง และความคาดหวังว่าอุปทานโพรเพนจากตะวันออกกลางจะทยอยฟื้นตัวภายหลังการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน อย่างไรก็ตาม ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่กลับมาทวีความรุนแรงขึ้น หลัง MoU ไม่สามารถนำไปสู่การลดความตึงเครียดได้ในทางปฏิบัติ โดยเฉพาะเหตุโจมตีเรือบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ และช่องแคบ Bab el-Mandeb ในทะเลแดง ส่งผลให้ความเสี่ยงด้านการขนส่งและอุปทานโพรเพนจากตะวันออกกลางยังคงอยู่ในระดับสูง

เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีที่แล้ว ราคาโพรเพนใน 3Q2569 ปรับเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหลักจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งทำให้ปริมาณอุปทานโพรเพนเข้าสู่ตลาดลดลง ขณะที่ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นตามความเสี่ยงด้านอุปทานพลังงานช่วยหนุนราคาโพรเพน

ราคา **Spot LNG** ใน 3Q2569 ปรับเพิ่มขึ้นจาก 2Q2569 โดยได้รับแรงหนุนหลักจากข้อจำกัดด้านการขนส่ง LNG จากตะวันออกกลางที่ยังคงยืดเยื้อ โดยเฉพาะจากกาตาร์และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งต้องพึ่งพาช่องแคบฮอร์มุซเป็นเส้นทางหลักในการส่งออก LNG สู่ตลาดเอเชีย ประกอบกับความต้องการใช้ไฟฟ้าเพื่อทำความเย็นในเอเชียช่วงฤดูร้อนที่เพิ่มขึ้นจากสภาพอากาศที่ร้อนกว่าคาด อย่างไรก็ตาม อุปทานจากแหล่งผลิตนอกตะวันออกกลางที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับการชะลอจัดซื้อ Spot LNG ของผู้ซื้อรายใหญ่ในเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งมีสินค้าคงคลังและสัญญาจัดหาเพียงพอ รวมถึงการหันไปใช้เชื้อเพลิงทางเลือก อาทิ การใช้ถ่านหินและพลังงานนิวเคลียร์ ช่วยลดความตึงตัวของตลาดและจำกัดการปรับขึ้นของราคา

เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ราคา Spot LNG ปรับเพิ่มขึ้นจากการสูญเสียอุปทานจากตะวันออกกลางและข้อจำกัดการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งลดปริมาณ LNG ที่เข้าสู่ตลาดเอเชีย ขณะเดียวกัน ปริมาณสินค้าคงคลังในยุโรป ณ สิ้น 3Q2569 อยู่ที่ร้อยละ 71.6 ต่ำกว่าระดับร้อยละ 82.5 ในช่วงเดียวกันของปีก่อน ส่งผลให้ยุโรปต้องเร่งนำเข้า LNG เพื่อสะสมระดับสินค้าคงคลังก่อนเข้าสู่ฤดูหนาว และเพิ่มการแข่งขันกับเอเชียในการจัดหาสินค้า

เศรษฐกิจไทยใน 3Q2569 ขยายตัวในระดับใกล้เคียงกับ 2Q2569 โดยมีปัจจัยสนับสนุนต่อเนื่องจากภาคการส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีและ AI ประกอบกับการเร่งเบิกจ่ายเงินงบประมาณก่อนสิ้นปีงบประมาณ รวมถึงการใช้จ่ายภาครัฐที่มีฐานต่ำในช่วงการเปลี่ยนผ่านรัฐบาลในปีก่อน สำหรับภาคการท่องเที่ยว รายรับจากนักท่องเที่ยวยังคงแข็งแกร่ง แม้ว่าจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติจะฟื้นตัวอย่างจำกัด ขณะที่การบริโภคภาคเอกชนปรับดีขึ้นเพียงเล็กน้อย แต่ยังคงเปราะบาง เนื่องจากมาตรการกระตุ้นการบริโภคของรัฐบาลถูกลดทอนประสิทธิภาพลงจากแรงกดดันของราคาพลังงานและเงินเฟ้อที่เร่งตัวขึ้นตามสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และปัญหาอุทกภัยในหลายพื้นที่ของประเทศ ทั้งนี้ ธนาคารแห่งประเทศไทย ณ เดือนตุลาคม 2569 ประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2569 ที่ระดับร้อยละ 2.4 ปรับเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.1 จากประมาณการเดิม ณ เดือนมิถุนายน 2569 ที่ระดับร้อยละ 2.3

เหตุการณ์สำคัญในช่วงเก้าเดือนแรกของปี 2569 ถึงปัจจุบัน

สรุปเหตุการณ์ที่สำคัญ (non-recurring items) ในช่วงเก้าเดือนแรกของปี 2569 ถึงปัจจุบัน มีรายละเอียดดังนี้

ม.ค. 2569	• PTT: 1 ม.ค. เมื่อวันที่ 26 พ.ย. 2568 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 เป็นต้นไป โดยมีรายละเอียดดังนี้ (1) ก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Price) (2) ก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Price) (3) ก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้า ภาคขนส่ง (NGV) และอุตสาหกรรม ให้ใช้ราคา Pool Price ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณของก๊าซธรรมชาติ ดังนี้ 1) ราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่นำมาคำนวณเป็น Pool Price ให้มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย อยู่ที่ร้อยละ 10 2) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาจากเมียนมา เป็นราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติเพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย และ 3) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นราคาซึ่งรวมค่าใช้จ่ายในการนำเข้า และค่าบริการสถานี LNG โดยให้มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 เป็นต้นไป ทั้งนี้ หากสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญหรือส่งผลกระทบต่อการประกอบกิจการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และ ปตท. ร่วมกันจัดทำข้อเสนอเพื่อขอทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเสนอ กบง. พิจารณาต่อไป • TOP: 6 ม.ค. TOP ประกาศการทำคำเสนอซื้อคืนเป็นการทั่วไป (Tender Offer) เพื่อซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ที่ออกโดย บริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (TTC) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ TOP ถือหุ้นทั้งหมด โดยหุ้นกู้ยังมีอายุคงเหลืออยู่ก่อนครบกำหนดไถ่ถอน คิดเป็นมูลค่าเงินต้นของหุ้นกู้ที่จะซื้อคืนรวมกัน ไม่เกิน 550 ล้านเหรียญสหรัฐ โดยมีระยะเวลาทำคำเสนอซื้อคืนตั้งแต่วันที่ 6 ม.ค. – 4 ก.พ. 2569 • TOP: 16 ม.ค. TOP รายงานว่า เมื่อวันที่ 15 ม.ค. 2569 TTC ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนให้แก่ผู้ลงทุนในต่างประเทศ จำนวนรวม 600 ล้านเหรียญสหรัฐ โดยมี TOP เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน มีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.1 ต่อปี สำหรับ 5 ปี 3 เดือนแรกและภายหลังจากระยะเวลาดังกล่าวจะมีอัตราดอกเบี้ยเป็นไปตามรายละเอียดที่กำหนดไว้ในเอกสารเสนอขายที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ หุ้นกู้ดังกล่าวได้จดทะเบียนที่ตลาดหลักทรัพย์สิงคโปร์ (SGX-ST)
ก.พ. 2569	• GPSC: 12 ก.พ. ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทครั้งที่ 2/2569 ณ วันที่ 11 ก.พ. 2569 อนุมัติให้บริษัท ไออาร์พีซี คลีน พาวเวอร์ จำกัด (IRPCCP) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ GPSC ถือหุ้นร้อยละ 51 เข้าทำสัญญาเช่าที่ดินจาก IRPC พื้นที่ประมาณ 716 ไร่ ในจังหวัดสงขลา เป็นระยะเวลา 30 ปี มูลค่าสัญญารวมไม่เกิน 400.87 ล้านบาท เพื่อพัฒนาโครงการพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนพื้นดิน กำลังการผลิต 74.88 เมกะวัตต์ โดยค่าเช่าอ้างอิงราคาตลาดและผ่านการประเมินจากผู้ประเมินอิสระ
มี.ค. 2569	• GC: 27 มี.ค. GC รายงานความคืบหน้าโครงการเพิ่มมูลค่าสินทรัพย์ที่ไม่ใช่ธุรกิจหลัก (Non-Core Asset Monetization) โดยได้ขายหุ้นบางส่วนในบริษัท ไทยแท้งค์เทอร์มินัล จำกัด (TTT) คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 35.43 ให้แก่บริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (PTT Tank) มูลค่ารวมทั้งสิ้น

	4,403 ล้านบาท แล้วเสร็จ และอาจได้รับค่าตอบแทนเพิ่มเติม (Earn Out) สูงสุดไม่เกิน 604 ล้านบาท เมื่อ GC ได้เข้าทำสัญญาบริการถังบรรจุอีเทนกับ TTT ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาขายหุ้นแล้ว นอกจากนี้ GC ได้ดำเนินการโอนขายสินทรัพย์ธุรกิจท่าเทียบเรือและคลังเก็บผลิตภัณฑ์ใน Buffer Tank Farm ให้แก่บริษัท แทงค์ อินฟรา จำกัด (บริษัทย่อยของ PTT Tank) และได้รับชำระเงินค่าทรัพย์สินมูลค่า 4,840 ล้านบาท เรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้ คู่สัญญาอยู่ระหว่างดำเนินการโอนและรับโอนใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 1 ปี 2570 ทั้งนี้ GC จะเช่าถังเก็บผลิตภัณฑ์และใช้บริการท่าเทียบเรือกลับเพื่อรองรับการดำเนินงานของ GC ต่อไป • **OR:** 31 มี.ค. OR แจ้งว่าบริษัทมอดูลัส เวนเจอร์ จำกัด (Modulus) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ OR ถือหุ้นร้อยละ 100 ได้เข้าลงทุนในบริษัท ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด (TPN) ซึ่งเป็นผู้ดำเนินธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานด้านท่อขนส่งพลังงาน โดยเข้าซื้อหุ้นสามัญเดิมของ TPN ทั้งหมดจากบริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด และซื้อหุ้นใหม่ของ TPN คิดเป็นมูลค่าธุรกรรมรวมไม่เกินประมาณ 2,200 ล้านบาท ส่งผลให้ Modulus ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 55.41 และ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) ถือหุ้นร้อยละ 44.59 ทั้งนี้ ธุรกรรมการเข้าลงทุนดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อวันที่ 31 มี.ค. 2569 การเข้าลงทุนดังกล่าวช่วยเสริมความแข็งแกร่งด้านโครงสร้างพื้นฐานและเพิ่มศักยภาพการแข่งขันในธุรกิจ Mobility ของกลุ่ม นอกจากนี้ คณะกรรมการบริษัทได้อนุมัติให้ Modulus ค้ำประกันเงินกู้ตามสัญญาเงินกู้ระหว่าง TPN กับสถาบันการเงินตามสัดส่วนการถือหุ้นของ Modulus ใน TPN ภายใต้วงเงินไม่เกินประมาณ 6,203 ล้านบาท โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อสนับสนุนการพัฒนาโครงการและการดำเนินงานในระยะยาว
เม.ย. 2569	• **PTT:** 28 เม.ย. ปตท. ชี้แจงการจัดการของกลุ่ม ปตท. เพื่อบริหารความเสี่ยงด้านความมั่นคงทางพลังงานในช่วงสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางและการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลกระทบต่อห่วงโซ่อุปทานพลังงานโลก โดย 1) ปตท. ได้ดำเนินการบริหารความต่อเนื่องทางธุรกิจ (BCM) ผ่านการจัดตั้งศูนย์บริหารเหตุการณ์ (PTT ICS) และประสานงานกับภาครัฐอย่างใกล้ชิด 2) กระจายแหล่งจัดหาน้ำมันดิบจากภูมิภาคอื่น เช่น สหรัฐฯ กลุ่มประเทศแอฟริกาตะวันตก ลาตินอเมริกา และมาเลเซีย เพื่อลดการพึ่งพาตะวันออกกลาง 3) โรงกลั่นในกลุ่มเดินเครื่องเฉลี่ยกว่าร้อยละ 105 เพื่อรองรับความต้องการในประเทศ โดยเฉพาะน้ำมันดีเซล 4) เพิ่มระดับสินค้าคงคลังน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปสูงกว่าระดับสำรองตามกฎหมาย เพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันดีเซลที่เพิ่มขึ้น 5) จำหน่ายน้ำมันสำเร็จรูปให้ Jobber ในราคาหน้าสถานีบริการ เพื่อสนับสนุนการกระจายน้ำมันสู่ภาคขนส่ง ภาคเกษตรกรรม และผู้บริโภคทั่วประเทศอย่างต่อเนื่อง 6) กลุ่ม ปตท. สำรองสภาพคล่องเพิ่มเติมกว่า 230,000 ล้านบาท เพื่อรองรับ margin call เงินทุนหมุนเวียน และภาระชดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยบริษัทรับภาระต้นทุนดังกล่าวเพื่อรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ 7) กลุ่ม ปตท. ดำเนินงานและรายงานข้อมูลอย่างโปร่งใส โดยยืนยันว่าไม่มีการกักตุนน้ำมันสำเร็จรูป พร้อมเปิดเผยข้อมูลปริมาณน้ำมันตลอด supply chain และรายงานข้อมูลการจัดหาการผลิต การนำเข้า–ส่งออก และสินค้าคงคลังต่อภาครัฐอย่างต่อเนื่อง 8) ปตท. แต่งตั้งคณะกรรมการตรวจสอบกระบวนการดำเนินงานโรงกลั่นและการค้าน้ำมันของบริษัทในกลุ่ม เพื่อกำกับดูแลและตรวจสอบ supply chain ตั้งแต่การจัดหาน้ำมันดิบ การผลิต การจัดเก็บ และการจำหน่าย ให้สอดคล้องกับกฎหมาย นโยบายภาครัฐ และหลักธรรมาภิบาล

	• GC: 29 เม.ย. GC ลงนามในบันทึกข้อตกลงซึ่งไม่มีผลผูกพันทางกฎหมาย (Non-binding MoU) ร่วมกับ บริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน) (SCGC) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้งบริษัทร่วมทุนในธุรกิจโอเลฟินส์และโพลิโอเลฟินส์ในประเทศไทย โดยขอบเขตของโครงการจะครอบคลุมธุรกิจผลิตโอเลฟินส์ โรงงานผลิตโพลิเอทิลีน (PE) และโรงงานผลิตพอลิโพรพิลีน (PP) ของทั้งสองบริษัท โดยโครงการมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มขนาดธุรกิจ เสริมประสิทธิภาพด้านวัตถุดิบ และยกระดับความสามารถการแข่งขันของธุรกิจปิโตรเคมีไทยในระดับภูมิภาค ทั้งนี้ ยังอยู่ภายใต้การเจรจา การตรวจสอบสภาพกิจการ และการอนุมัติจากหน่วยงานกำกับดูแลที่เกี่ยวข้อง ต่อมาเมื่อวันที่ 30 ก.ย. 2569 GC แจ้งความคืบหน้าโครงการร่วมทุนกับ SCGC โดยการศึกษามีความก้าวหน้า ตามแผนงาน และบริษัททั้งสองอยู่ในช่วงยืนยันข้อมูลของการตรวจสอบสถานะกิจการเพื่อยืนยันข้อมูล (Confirmatory Due Diligence) และอยู่ระหว่างการเจรจาเงื่อนไขที่สำคัญของธุรกรรม โดยบริษัททั้งสองได้ตกลงขอบเขตของโครงการร่วมทุนซึ่งครอบคลุมธุรกิจโอเลฟินส์และโพลิโอเลฟินส์ของ GC ในประเทศไทย ได้แก่ โรงงานผลิตโอเลฟินส์ โรงงานผลิตโพลิเอทิลีน (PE) และเงินลงทุนในบริษัท เอ็ชเอ็มซี โปลีเมอส์ จำกัด และธุรกิจโอเลฟินส์และโพลิโอเลฟินส์ของ SCGC ในประเทศไทย ได้แก่ โรงงานผลิตโอเลฟินส์ โรงงานผลิตโพลิเอทิลีน (PE) และโรงงานผลิตโพลิโพรพิลีน (PP) ตลอดจนเงินลงทุน ของ SCGC ในบริษัทร่วมทุน ได้แก่ บริษัท สยามโพลิเอททีลีน จำกัด บริษัท สยามเลเทกซ์ สังเคราะห์ จำกัด บริษัท ไทย เอ็มเอ็มเอ จำกัด และบริษัท กรุงเทพ ซินธิติกส์ จำกัด ทั้งนี้ ภายใต้การศึกษาในปัจจุบัน GC จะเป็นผู้ถือหุ้นรายใหญ่ของโครงการร่วมทุน ในขณะที่ SCGC จะยังคงถือหุ้นในสัดส่วนที่มีนัยสำคัญของโครงการร่วมทุนนี้ ทั้งนี้ คาดว่าจะดำเนินการปรับโครงสร้างธุรกิจแล้วเสร็จภายในกลางปี 2570 และคาดว่าจะดำเนินการควบรวมบริษัทแล้วเสร็จภายในปี 2570 โดยเมื่อวันที่ 28 ต.ค. 2569 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ได้มีมติเห็นชอบและให้นำเสนอต่อที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2569 เพื่อพิจารณาอนุมัติการเข้าทำธุรกรรมการร่วมทุนในธุรกิจโอเลฟินส์และโพลิโอเลฟินส์ในประเทศไทยดังกล่าวในวันที่ 3 ธ.ค. 2569
พ.ค. 2569	• OR: 14 พ.ค. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังได้อนุญาตให้ ธนาคารคลิกซ์ จำกัด (มหาชน) ประกอบธุรกิจธนาคารพาณิชย์ (ธนาคารพาณิชย์ไร้สาขา) พร้อมทั้งอนุญาตให้ประกอบธุรกิจบริการการชำระเงินภายใต้ขอบเขตและการกำกับดูแลของธนาคารแห่งประเทศไทย โดยธนาคารคลิกซ์ จำกัด (มหาชน) เป็นความร่วมมือระหว่าง OR และพันธมิตร ในการผนึกกำลังความแข็งแกร่งใน 3 มิติสำคัญ ได้แก่ เทคโนโลยีดิจิทัลที่เชื่อมโยงผู้คนในวงกว้าง ความเชี่ยวชาญทางการเงินที่มั่นคงและน่าเชื่อถือ และระบบนิเวศทางเศรษฐกิจ (ecosystem) เพื่อเปิดโอกาสให้คนไทยทุกกลุ่ม สามารถบริหารการเงินและเข้าถึงผลิตภัณฑ์ทางการเงินที่เหมาะสม ปลอดภัย และเป็นธรรม • PTTEP: 22 พ.ค. PTTEP ได้ดำเนินการขายหุ้นกู้ครั้งที่ 1/2569 แล้วเสร็จ โดยมีรายละเอียดของหุ้นกู้ดังต่อไปนี้ 1. หุ้นกู้ดิจิทัลสกุลเงินเหรียญสหรัฐ มูลค่า 125 ล้านเหรียญสหรัฐ เสนอขายต่อประชาชนเป็นการทั่วไป อายุหุ้นกู้ 5 ปี และ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 4.50 ต่อปี 2. หุ้นกู้สกุลเงินบาทรวมมูลค่า 13,000 ล้านบาท เสนอขายต่อผู้ลงทุนสถาบัน และ/หรือผู้ลงทุนรายใหญ่ (ไม่รวมถึงผู้ลงทุนสถาบันและผู้ลงทุนรายใหญ่ที่เป็นบุคคลธรรมดา) อายุหุ้นกู้ 3 ปี และ 5 ปี 6 เดือน มูลค่าหุ้นกู้ที่เสนอขาย (ตามที่ตราไว้) 8,000 ล้านบาท และ 5,000 ล้านบาท ตามลำดับ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 1.68 และ 2.10 ต่อปี ตามลำดับ

ก.ค. 2569	• GC: 1 ก.ค. GC ได้ดำเนินการโอนหุ้นของบริษัท Vencorex US, Inc. และบริษัท Vencorex (Thailand) Company Limited ให้แก่บริษัทย่อยของบริษัท Covestro AG ในสัดส่วนทั้งหมดร้อยละ 100 แล้วเสร็จภายหลังการลงนามในสัญญาซื้อขายหุ้นเมื่อวันที่ 13 ส.ค. 2568 โดยธุรกรรมดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของการปรับโครงสร้างภายใต้กลุ่มบริษัท Vencorex
ส.ค. 2569	• PTTEP: 27 ส.ค. บริษัท PTTEP JDX Thailand (JDA) Limited และบริษัท PTTEP JDX Thailand Ltd. Co. ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTEP และบริษัท PC JDA Limited ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PETRONAS Carigali Sdn Bhd. ได้ร่วมลงนามในสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract หรือ PSC) กับองค์กรร่วมไทย-มาเลเซีย (Malaysia-Thailand Joint Authority หรือ MTJA) ในแปลง A-18-01 โดยจะถือสัดส่วนการลงทุน ฝ่ายละร้อยละ 50 ในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ได้ลงนามในสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement หรือ GSA) แปลง A-18-01 ร่วมกับ PC JDA, MTJA และผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ ปตท. และบริษัท Petroliam Nasional Berhad (PETRONAS) ทั้งนี้ สัญญา PSC และ GSA ดังกล่าวมีระยะเวลา 35 ปี โดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569
ก.ย. 2569	• PTTEP: 16 ก.ย. บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTEP ได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมด้วยสัดส่วนการลงทุนร้อยละ 100 ในแปลงสำรวจบนบกหมายเลข L1/66 และ L3/66 ซึ่งตั้งอยู่บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ใกล้กับโครงการสินภูฮ่อมที่บริษัทเป็นผู้ดำเนินการและมีการผลิตอยู่ในปัจจุบัน • GC: 22 ก.ย. ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้ชนิดระบุชื่อผู้ถือ ประเภทไม่ด้อยสิทธิ ไม่มีประกัน ซึ่งผู้ออกหุ้นกู้มีสิทธิไถ่ถอนหุ้นกู้ ก่อนวันครบกำหนดไถ่ถอนหุ้นกู้ให้แก่ผู้ลงทุนประชาชนทั่วไป จำนวนรวมทั้งสิ้น 17,000 ล้านบาท ซึ่งอยู่ภายใต้โครงการหุ้นกู้ของบริษัท ปี พ.ศ. 2569 ซึ่งหุ้นกู้ดังกล่าวแบ่งเป็น 1) หุ้นกู้ชุดที่ 1 อายุ 7 ปี อัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 2.65 ต่อปี จำนวน 7,578 ล้านบาท 2) หุ้นกู้ชุดที่ 2 อายุ 10 ปี อัตราดอกเบี้ยคงที่ร้อยละ 3.00 ต่อปี จำนวน 9,422 ล้านบาท ทั้งนี้ หุ้นกู้ดังกล่าวได้รับการจัดอันดับความน่าเชื่อถือจากบริษัท ฟิทช์ เรตติ้งส์ (ประเทศไทย) จำกัด ที่ระดับ AA- • PTT: 24 และ 30 ก.ย. คณะกรรมการ ปตท. มีมติอนุมัติการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลประกอบการ 6 เดือนแรกของปี 2569 ในอัตรา 1.40 บาทต่อหุ้น เป็นกรอบวงเงินประมาณ 39,989 ล้านบาท โดยกำหนดรายชื่อผู้มีสิทธิได้รับปันผล (Record date) วันที่ 8 ต.ค. 2569 และดำเนินการจ่ายเงินปันผลในวันที่ 22 ต.ค. 2569 • PTT: 24 ก.ย. คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติให้ทำการจำหน่ายหุ้นที่ซื้อคืนเพื่อบริหารทางการเงิน จำนวน 238,660,400 หุ้น คิดเป็นไม่เกินร้อยละ 0.84 ของหุ้นที่จำหน่ายได้แล้วทั้งหมด ตั้งแต่วันที่ 28 ก.ย. 2569 ถึงวันที่ 12 ต.ค. 2569 โดยภายหลังครบกำหนดระยะเวลาจำหน่ายหุ้นที่ซื้อคืน ปตท. ต้องดำเนินการลดทุนที่ชำระแล้ว โดยวิธีตัดหุ้นจดทะเบียนที่ยังมิได้จำหน่ายทั้งจำนวน และเมื่อวันที่ 26 ต.ค. 2569 ปตท. ได้ดำเนินการลดทุนชำระแล้ว จาก 28,562,996,250 บาท เป็น 28,324,335,850 บาท โดยการตัดหุ้นที่ซื้อคืนของบริษัท จำนวน 238,660,400 หุ้น มูลค่าที่ตราไว้หุ้นละ 1 บาท รวม 238,660,400 บาท โดยบริษัทได้ดำเนินการจดทะเบียนต่อกระทรวงพาณิชย์เรียบร้อยแล้ว

ต.ค. 2569	• **PTTEP:** 22 ต.ค. PTTEP MENA Limited (PTTEP MENA) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTEP ได้ร่วมกับ Eni Abu Dhabi B.V. (Eni) จัดตั้งบริษัท Seela Energies B.V. (Seela Energies) ด้วยสัดส่วนการถือหุ้นเท่ากันที่ร้อยละ 50 ทั้งนี้ PTTEP MENA และ Eni ซึ่งถือสัดส่วนการลงทุนรายละร้อยละ 10 ในโครงการสัมปทานกาชา ได้โอนสัดส่วนการลงทุนดังกล่าวไปยัง Seela Energies ส่งผลให้ PTTEP และ Eni ถือสัดส่วนการลงทุนทางอ้อมในโครงการสัมปทานกาชาในสัดส่วนเท่ากันที่ร้อยละ 10 ทั้งนี้ การจัดตั้งบริษัทและการโอนสัดส่วนการลงทุนดังกล่าวได้แล้วเสร็จ และรับการอนุมัติที่เกี่ยวข้องจากหน่วยงานภาครัฐและ ผู้ร่วมทุนในโครงการ รวมถึงได้ดำเนินการตามเงื่อนไขบังคับก่อนทั้งหมดเรียบร้อยแล้ว • **PTT:** 28 ต.ค. คณะกรรมการ ปตท. ได้มีมติอนุมัติให้ดำเนินการเลิกกิจการบริษัท อัลโวเจน โฮลดิ้ง (ประเทศไทย) จำกัด (ALVTHH) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ ปตท. ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 99 ผ่านบริษัท อินโนบิก (เอเชีย) จำกัด (INBA) (บริษัทย่อยซึ่ง ปตท. ถือหุ้นร้อยละ 100) ร่วมกับบริษัท Lotus Pharmaceutical HK Limited (LOTUSHK) ที่ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 1 โดยคาดว่าจะดำเนินการจดทะเบียนเลิกกิจการแล้วเสร็จภายในปี 2570 ทั้งนี้ บริษัท ALVTHH เป็นบริษัทจดทะเบียนในไทยที่จัดตั้งขึ้นเพื่อถือหุ้นในบริษัทอื่น (Holding company) ซึ่งปัจจุบันไม่มีบริษัทใด ๆ อยู่ภายใต้การถือหุ้นของ ALVTHH ดังนั้น การเลิกกิจการของบริษัทดังกล่าว จึงไม่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินงานของ ปตท.
พ.ย. 2569	• **PTTEP:** 2 พ.ย. PTTEP HK Offshore Limited (PTTEP HKO) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของ PTTEP ร่วมกับ บริษัท TotalEnergies EP Exploration (Sarawak) Sdn. Bhd. (TotalEnergies) บริษัท KUFPEC Malaysia (SK-410B) Limited (KUFPEC) และบริษัท PETRONAS Carigali Sdn. Bhd. (PCSB) ได้เข้าทำสัญญา Farm-Out Agreements เพื่อการลงทุนร่วมในแหล่งก๊าซธรรมชาติ ลัง เลอบาห์ โครงการมาเลเซีย เอสเค410บี และแหล่งก๊าซธรรมชาติ บี14 นอกชายฝั่งรัฐซาราวัก มาเลเซียตะวันออก รายการดังกล่าวจะมีผลสมบูรณ์หลังจากบรรลุเงื่อนไขตามที่ระบุไว้ในสัญญาและได้รับการอนุมัติจากหน่วยงานกำกับดูแลที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจะส่งผลให้กลุ่มผู้ร่วมทุนและสัดส่วนการลงทุนของทั้งสองแหล่งประกอบด้วย TotalEnergies ร้อยละ 30 (เป็นผู้ดำเนินการ) PTTEP HKO ร้อยละ 25 KUFPEC ร้อยละ 25 และ PCSB ร้อยละ 20

ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยตามกลุ่มธุรกิจ

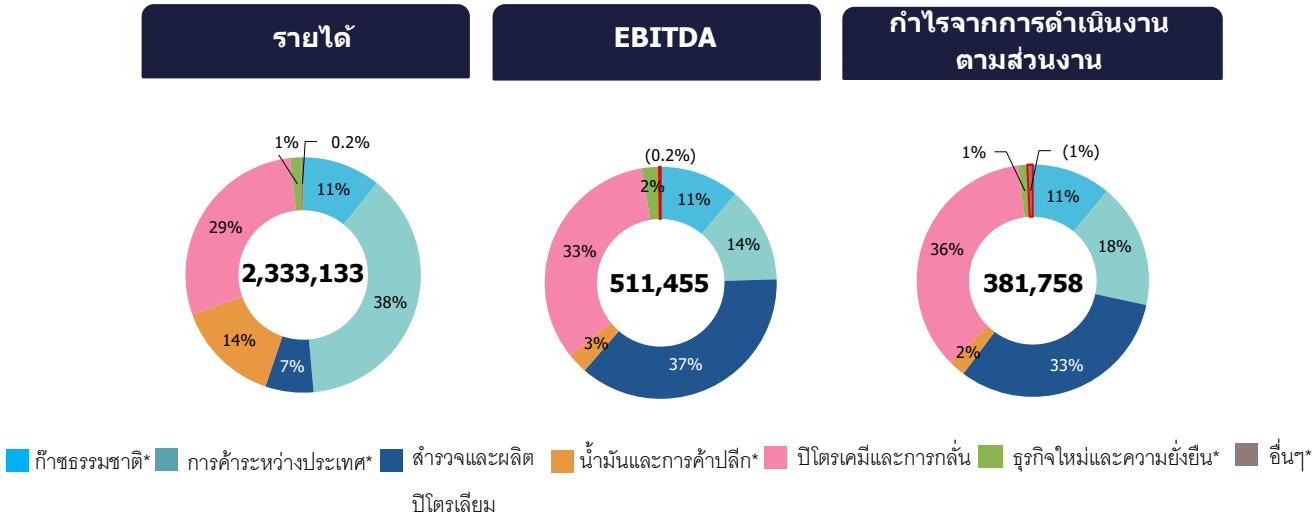
ข้อมูลผลการดำเนินงานสำหรับงวด 3Q2569 เปรียบเทียบกับ 3Q2568 และ 2Q2569 และ 9M2569 เปรียบเทียบกับ 9M2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
ยอดขาย	**646,689**	**830,389**	**784,015**	**21.2%**	**(5.6%)**	**2,023,666**	**2,333,133**	**15.3%**
: สำรวจและผลิตฯ	68,731	96,139	89,394	30.1%	(7.0%)	211,077	261,620	23.9%
: ก๊าซธรรมชาติ	113,183	154,336	151,507	33.9%	(1.8%)	361,803	425,756	17.7%
: น้ำมันและการค้าปลีก	153,823	206,210	184,535	20.0%	(10.5%)	503,812	567,242	12.6%
: การค้าระหว่างประเทศ	380,778	538,482	512,749	34.7%	(4.8%)	1,169,544	1,496,040	27.9%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	273,989	397,207	392,138	43.1%	(1.3%)	885,362	1,134,344	28.1%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	27,438	21,961	22,218	(19.0%)	1.2%	86,035	61,016	(29.1%)
: อื่นๆ	3,158	3,003	3,067	(2.9%)	2.1%	9,156	9,112	(0.5%)
กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	**85,769**	**147,792**	**178,076**	**>100.0%**	**20.5%**	**257,957**	**511,455**	**98.3%**
: สำรวจและผลิตฯ	48,442	70,415	64,966	34.1%	(7.7%)	153,411	190,939	24.5%
: ก๊าซธรรมชาติ	14,057	24,691	16,526	17.6%	(33.1%)	41,239	57,648	39.8%
: น้ำมันและการค้าปลีก	4,951	47	7,606	53.6%	>100.0%	16,062	14,881	(7.4%)
: การค้าระหว่างประเทศ								
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	1,598	(2,337)	30,487	>100.0%	>100.0%	(1,036)	69,373	>100.0%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	3,202	5,975	8,189	>100.0%	37.1%	6,049	14,013	>100.0%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	10,659	45,152	58,613	>100.0%	29.8%	30,237	171,681	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	6,591	4,879	3,848	(41.6%)	(21.1%)	19,301	12,379	(35.9%)
: อื่นๆ	(277)	(305)	(518)	(87.0%)	(69.8%)	(953)	(1,130)	(18.6%)
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	**45,741**	**45,800**	**41,885**	**(8.4%)**	**(8.5%)**	**137,382**	**129,697**	**(5.6%)**
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	**40,028**	**101,992**	**136,191**	**>100.0%**	**33.5%**	**120,575**	**381,758**	**>100.0%**
: สำรวจและผลิตฯ	24,684	46,035	44,345	79.7%	(3.7%)	81,678	124,827	52.8%
: ก๊าซธรรมชาติ	9,293	19,893	11,682	25.7%	(41.3%)	27,104	43,210	59.4%
: น้ำมันและการค้าปลีก	3,124	(1,862)	5,671	81.5%	>100.0%	10,586	9,058	(14.4%)
: การค้าระหว่างประเทศ								
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	1,145	(2,783)	29,997	>100.0%	>100.0%	(2,397)	68,009	>100.0%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และการป้องกันความเสี่ยง	2,749	5,529	7,699	>100.0%	39.2%	4,688	12,649	>100.0%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	(514)	34,086	47,705	>100.0%	40.0%	(2,984)	139,082	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	3,444	2,326	1,395	(59.5%)	(40.0%)	9,785	4,894	(50.0%)
: อื่นๆ	(896)	(953)	(1,152)	(28.6%)	(20.9%)	(2,893)	(3,006)	(3.9%)
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม	**313**	**2,621**	**893**	**>100.0%**	**(65.9%)**	**8,576**	**5,568**	**(35.1%)**
ขาดทุน(กลับรายการ)จากการด้อยค่าสินทรัพย์	**221**	**1,276**	**7,533**	**>100.0%**	**>100.0%**	**(208)**	**19,080**	**>100.0%**
กำไร(ขาดทุน)จากตราสารอนุพันธ์	**(2,548)**	**12,541**	**(29,625)**	**<(100.0%)**	**<(100.0%)**	**(4,631)**	**(87,894)**	**<(100.0%)**
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยน	**6,258**	**(1,321)**	**(1,812)**	**<(100.0%)**	**(37.2%)**	**19,816**	**(2,012)**	**<(100.0%)**
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)	**50,686**	**115,470**	**102,506**	**>100.0%**	**(11.2%)**	**164,249**	**291,710**	**77.6%**
ต้นทุนทางการเงิน	**9,985**	**8,738**	**8,333**	**(16.5%)**	**(4.6%)**	**31,532**	**25,310**	**(19.7%)**
ภาษีเงินได้	**14,632**	**28,775**	**30,556**	**>100.0%**	**6.2%**	**45,625**	**83,203**	**82.4%**
กำไรสุทธิ	**19,784**	**52,525**	**40,553**	**>100.0%**	**(22.8%)**	**64,632**	**118,816**	**83.8%**
กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)	**0.69**	**1.85**	**1.43**	**>100.0%**	**(22.7%)**	**2.26**	**4.19**	**85.4%**

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจ

รายละเอียดรายได้ EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน (Operating Income) สำหรับผลการดำเนินงานงวด 9M2569 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

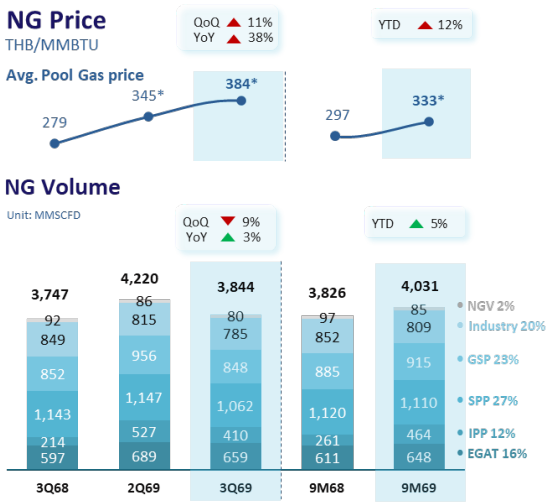


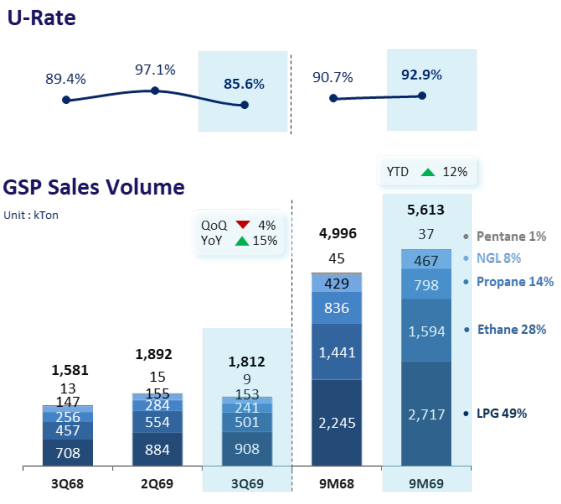
*รวมส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและบริษัทในกลุ่ม ปตท.

1. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการเอง

1.1 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

รายละเอียดปริมาณขายก๊าซธรรมชาติของ ปตท. แบ่งตามกลุ่มลูกค้า ราคาก๊าซธรรมชาติ (Pool Gas Price) รวมทั้งปริมาณขายผลิตภัณฑ์ของโรงแยกก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังนี้





* จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 โดยราคา Pool Price ใน 9M69 ประกอบด้วย ราคาก๊าซฯ ในอ่าวที่มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซฯ ในอ่าวร้อยละ 10 ราคาก๊าซฯ นำเข้าจากเมียนมา และ LNG

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติมี EBITDA แยกรายธุรกิจย่อย ดังนี้

หน่วย: ล้านบาท

	3Q68	2Q69	3Q69	QoQ	YoY	9M68	9M69	YTD
GAS	14,057	24,691	**16,526**	▼ 33%	▲ 18%	41,239	**57,648**	▲ 40%
S&T	3,809	3,174	680	▼ 79%	▼ 82%	10,667	6,477	▼ 39%
TSO	6,999	6,611	6,328	▼ 4%	▼ 10%	21,298	19,539	▼ 8%
GSP	715	11,976	6,849	▼ 43%	▲ >100%	1,262	23,199	▲ >100%
NGV	(333)	(670)	(517)	▲ 23%	▼ 55%	(1,070)	(1,455)	▼ 36%
Others	2,867	3,600	3,186	▼ 12%	▲ 11%	9,082	9,888	▲ 9%

หมายเหตุ: S&T: ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ / TSO : ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ / GSP : ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ / NGV : ธุรกิจก๊าซฯ สำหรับยานยนต์ / Others : บริษัทย่อยในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ เช่น PTTLNG PTTNGD

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 151,507 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,324 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 33.9 จาก 3Q2568 โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 97 MMSCFD หรือร้อยละ 2.6 จาก 3,747 MMSCFD ใน 3Q2568 เป็น 3,844 MMSCFD ใน 3Q2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น โดยเฉพาะภาคครัวเรือนตามอุณหภูมิที่สูงขึ้น รวมถึงมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่ 1 ม.ค. 2569 และเกิดเหตุดินสไลด์ที่เหมืองแม่เมาะเมื่อวันที่ 4 พ.ย. 2568 จึงทำให้มีการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหิน

ในส่วนธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก ประกอบกับปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้นจาก 1,580,935 ตัน ใน 3Q2568 เป็น 1,811,931 ตัน ใน 3Q2569 หรือร้อยละ 14.6 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น เนื่องจากมีการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ (Optimization) ใน 3Q2568

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 3Q2569 มีจำนวน 16,526 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,469 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.6 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 11,682 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,389 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.7 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ ซึ่งเริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนราคาก๊าซฯ ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ฉบับใหม่ของโครงการ MTJDA แปลง A-18-01 ตั้งแต่

1 ม.ค. 2569 ซึ่งจะทยอยส่งผ่านใน Pool Gas ตามสัดส่วนได้ครบในไตรมาสถัดไป ประกอบกับต้นทุน Pool Gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น รวมถึงธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากรายได้ที่ลดลงตามปริมาณจองที่ลดลง รวมถึงมีการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ในส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายจำนวน 151,507 ล้านบาท ลดลง 2,829 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 1.8 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง จากราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก ประกอบกับปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) ลดลง จาก 1,892,206 ตัน ใน 2Q2569 เป็น 1,811,931 ตัน ใน 3Q2569 หรือร้อยละ 4.2 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ Ethane และ Propane เนื่องจากใน 3Q2569 มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6 ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ อย่างไรก็ตาม ปริมาณขายผลิตภัณฑ์ LPG ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามความต้องการของลูกค้า

ขณะที่ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) ลดลง 376 MMSCFD หรือร้อยละ 8.9 จาก 4,220 MMSCFD ใน 2Q2569 เป็น 3,844 MMSCFD ใน 3Q2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ปรับตัวลดลง โดยเฉพาะภาคครัวเรือนตามปัจจัยฤดูกาล รวมถึงมีการนำเข้าไฟฟ้าพลังน้ำจากต่างประเทศที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 3Q2569 มีจำนวน 16,526 ล้านบาท ลดลง 8,165 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.1 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 11,682 ล้านบาท ลดลง 8,211 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.3 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมลดลง ตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนราคาก๊าซฯ ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ฉบับใหม่ของโครงการ MTJDA แปลง A-18-01 ตั้งแต่ 1 ม.ค. 2569 ซึ่งจะทยอยส่งผ่านใน Pool Gas ตามสัดส่วนได้ครบในไตรมาสถัดไป ประกอบกับต้นทุน Pool Gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง รวมถึงปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น นอกจากนี้ ผลการดำเนินงานของบริษัทย่อยในกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ปรับลดลง โดยหลักจาก PTTNGD จากต้นทุนก๊าซฯ ปรับเพิ่มขึ้น และราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามราคาอ้างอิง

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายจำนวน 425,756 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 63,953 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 17.7 จาก 9M2568 โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 205 MMSCFD หรือร้อยละ 5.4 จาก 3,826 MMSCFD ใน 9M2568 เป็น 4,031 MMSCFD ใน 9M2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น โดยเฉพาะภาคครัวเรือนตามอุณหภูมิที่

สูงขึ้น รวมถึงมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่ 1 ม.ค. 2569 และเกิดเหตุดินสไลด์ที่เหมืองแม่เมาะเมื่อวันที่ 4 พ.ย. 2568 จึงทำให้มีการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นเพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหิน

นอกจากนี้ ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก และปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้น จาก 4,995,980 ตัน ใน 9M2568 เป็น 5,613,432 ตัน ใน 9M2569 หรือร้อยละ 12.4 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามความต้องการของลูกค้า ประกอบกับผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้นเนื่องจากใน 9M2568 มีการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ (Optimization) รวมถึงใน 9M2569 มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ น้อยกว่าช่วงเดียวกันของปีก่อนและมีการเรียกรับก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 9M2569 มีจำนวน 57,648 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 16,409 ล้านบาท หรือร้อยละ 39.8 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 43,210 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 16,106 ล้านบาท หรือร้อยละ 59.4 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ ซึ่งเริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนราคาก๊าซฯ ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ฉบับใหม่ของโครงการ MTJDA แปลง A-18-01 ตั้งแต่ 1 ม.ค. 2569 ซึ่งจะทยอยส่งผ่านใน Pool Gas ตามสัดส่วนได้ครบในไตรมาสถัดไป รวมถึงมีการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 9M2569 ขณะที่ใน 9M2568 ไม่มีรายการดังกล่าว ประกอบกับต้นทุน Pool Gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น รวมถึงธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากรายได้ที่ลดลงตามปริมาณจองที่ลดลง รวมถึงมีการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ในส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569

1.2 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด)		9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	25,421	21,884	23,248	(8.5%)	6.2%	75,519	71,570	(5.2%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 512,749 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 131,971 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.7 จาก 3Q2568 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง 2,173 ล้านลิตร หรือร้อยละ 8.5 จาก 25,421 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,738,006 บาร์เรลต่อวันใน 3Q2568 เป็น 23,248 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,589,441 บาร์เรลต่อวันใน 3Q2569 โดยหลักจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศ (Out-out trading) ลดลงตามสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 3Q2569 มีกำไรจำนวน 8,189 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,987 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 รวมถึงกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ

ใน 3Q2569 อยู่ที่ 7,699 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,950 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทภายในประเทศ รวมถึงกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาดที่ผันผวนจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง แม้มีปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 512,749 ล้านบาท ลดลง 25,733 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.8 จาก 2Q2569 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับลดลงตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้น 1,364 ล้านลิตร หรือร้อยละ 6.2 จาก 21,884 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,512,627 บาร์เรลต่อวันใน 2Q2569 เป็น 23,248 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,589,441 บาร์เรลต่อวันใน 3Q2569 โดยหลักจากปริมาณนำเข้าน้ำมันดิบ รวมถึงปริมาณการค้าน้ำมันสำเร็จรูปและ LNG ระหว่างประเทศ (Out-out trading) เพิ่มขึ้น ตามสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ผ่อนคลายลง

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 3Q2569 มีกำไรจำนวน 8,189 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,214 ล้านบาท หรือร้อยละ 37.1 รวมถึง กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 3Q2569 อยู่ที่ 7,699 ล้านบาท เพิ่มขึ้น จำนวน 2,170 ล้านบาท หรือร้อยละ 39.2 โดยหลักจากการรับรู้กำไรจากการ Mark-to-market ของสินค้าระหว่างการขนส่งใน 3Q2569 ขณะที่ใน 2Q2569 รับรู้เป็นขาดทุน รวมถึงกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาด ประกอบกับปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น ตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 1,496,040 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 326,496 ล้านบาท หรือร้อยละ 27.9 จาก 9M2568 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง 3,949 ล้านลิตร หรือร้อยละ 5.2 จาก 75,519 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,739,964 บาร์เรลต่อวันใน 9M2568 เป็น 71,570 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,648,978 บาร์เรลต่อวันใน 9M2569 โดยหลักจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศ (Out-out trading) ลดลงตามสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 9M2569 มีกำไรจำนวน 14,013 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,964 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 รวมถึงกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 9M2569 อยู่ที่ 12,649 ล้านบาท เพิ่มขึ้น จำนวน 7,961 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและคอนเดนเสทภายในประเทศ รวมถึงกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาดที่ผันผวนจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง แม้มีปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น

2. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการผ่านบริษัทในกลุ่ม

2.1 กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม(ลด) YoY	%เพิ่ม(ลด) QoQ	9M2568	9M2569	%เพิ่ม(ลด)
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE[1/])	43.2	52.9	51.5	19.2%	(2.6%)	44.3	50.2	13.3%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED[2/])	510,497	572,882	521,163	2.1%	(9.0%)	499,925	549,020	9.8%

หมายเหตุ: [1/]BOE: Barrels of Oil Equivalent

[2/]BOED: Barrels of Oil Equivalent per Day

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 89,394 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,663 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.1 จาก 3Q2568 เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 19.2 จาก 43.2 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 3Q2568 เป็น 51.5 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 3Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก ในขณะเดียวกัน ปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.1 จาก 510,497 BOED ใน 3Q2568 เป็น 521,163 BOED ใน 3Q2569 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปี 2568 ได้แก่ โครงการ MTJDA แปลง A-18-01 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 64,966 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 16,524 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.1 จาก 3Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 3Q2569 มีจำนวน 44,345 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 19,661 ล้านบาท หรือร้อยละ 79.7 จาก 3Q2568 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ฉบับใหม่ของโครงการ MTJDA แปลง A-18-01ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 6,600 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก) ประกอบกับมีการรับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 89,394 ล้านบาท ลดลง 6,745 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.0 จาก 2Q2569 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมลดลงร้อยละ 9.0 จาก 572,882 BOED ใน 2Q2569 เป็น 521,163 BOED ใน 3Q2569 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทยที่ลดลง จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงแยกก๊าซฯ ตั้งแต่ปลายเดือนสิงหาคม 2569 รวมถึงโครงการในประเทศมาเลเซียและประเทศแอลจีเรียที่มีปริมาณขายน้ำมันดิบลดลงในไตรมาสนี้ ในขณะเดียวกัน ราคาขายเฉลี่ยโดยรวมลดลงร้อยละ 2.6 จาก 52.9 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 2Q2569 เป็น 51.5 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 3Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ลดลงตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 64,966 ล้านบาท ลดลง 5,449 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 จาก 2Q2569 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 3Q2569 มีจำนวน 44,345 ล้านบาท ลดลง 1,690 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.7 จาก 2Q2569 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น สุทธิกับการรับรู้ผลย้อนหลังจากสัญญาแบ่งปันผลผลิตและสัญญาซื้อขายก๊าซฯ ฉบับใหม่ของโครงการ MTJDA แปลง A-18-01ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมลดลง โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 6,600 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก) รวมถึงมีการรับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 261,620 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 50,543 ล้านบาท หรือร้อยละ 23.9 จาก 9M2568 เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.3 จาก 44.3 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 9M2568 เป็น 50.2 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 9M2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก ในขณะเดียวกัน ปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 9.8 จาก 499,925 BOED ใน 9M2568 เป็น 549,020 BOED ใน 9M2569 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปี 2568 ได้แก่ โครงการ MTJDA แปลง A-18-01 โครงการแอลจีเรีย ทูอัท และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซฯ มากขึ้น และโครงการ G1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น

EBITDA ใน 9M2569 มีจำนวน 190,939 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37,528 ล้านบาท หรือร้อยละ 24.5 จาก 9M2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 9M2569 มีจำนวน 124,827 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 43,149 ล้านบาท หรือร้อยละ 52.8 จาก 9M2568 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคาลดลงส่วนใหญ่จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรองและการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอนในช่วงปลายปี 2568

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 9M2569 มีการรับรู้ผลขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับมีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 6,600 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 1,100 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

2.2 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก

	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด) YoY	%เพิ่ม (ลด) QoQ	9M2568	9M2569	%เพิ่ม (ลด)
ปริมาณขายเฉลี่ย (หน่วย: ล้านลิตร)	5,933	5,558	5,596	(5.7%)	0.7%	19,022	17,787	(6.5%)
ราคาเฉลี่ย (หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล)								
น้ำมันเบนซิน	80.4	125.1	122.1	51.9%	(2.4%)	81.2	114.4	40.9%
น้ำมันอากาศยาน	86.2	159.0	152.4	76.8%	(4.2%)	85.8	144.7	68.6%
น้ำมันดีเซล	88.8	159.1	158.8	78.8%	(0.2%)	87.6	146.6	67.4%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 184,535 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30,712 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.0 จาก 3Q2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายภาพรวมปรับลดลง 337 ล้านลิตร หรือร้อยละ 5.7 จาก 5,933 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 405,633 บาร์เรลต่อวัน ใน 3Q2568 เป็น 5,596 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 382,593 บาร์เรลต่อวัน ใน 3Q2569 โดยหลักจากข้อจำกัดในด้านการส่งออก ขณะที่กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 7,606 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,655 ล้านบาท หรือร้อยละ 53.6 จาก 3Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 3Q2569 มีจำนวน 5,671 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,547 ล้านบาท หรือร้อยละ 81.5 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันเบนซินปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม ตามปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 100 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 184,535 ล้านบาท ลดลง 21,675 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.5 จาก 2Q2569 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลง ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายภาพรวมปรับเพิ่มขึ้น 38 ล้านลิตร หรือร้อยละ 0.7 จาก 5,558 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 384,170 บาร์เรลต่อวัน ใน 2Q2569 เป็น 5,596 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 382,593 บาร์เรลต่อวัน ใน 3Q2569 รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 7,606 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 2Q2569 จำนวน 7,559 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 3Q2569 มีจำนวน 5,671 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,533 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินปรับเพิ่มขึ้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 100 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว(รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 567,242 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 63,430 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.6 จาก 9M2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายปรับลดลง 1,235 ล้านลิตร หรือร้อยละ 6.5 จาก 19,022 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 438,268 บาร์เรลต่อวัน ใน 9M2568 เป็น 17,787 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 409,814 บาร์เรลต่อวัน ใน 9M2569 โดยหลักจากข้อจำกัดในด้านการส่งออก รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 9M2569 มีจำนวน 14,881 ล้านบาท ลดลง 1,181 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.4 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 9M2569 มีจำนวน 9,058 ล้านบาท ลดลง 1,528 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.4 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันอากาศยานปรับลดลง ตามโครงสร้างราคาที่อ้างอิงราคาขายเดือนก่อนหน้า แม้ว่าน้ำมันเบนซินและดีเซลปรับตัวดีขึ้น ขณะที่กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม ตามปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวลดลง จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้ว่า ใน 9M2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 100 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 ไม่มีรายการดังกล่าว(รายละเอียดตามภาคผนวก)

2.3 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด)		9M2568	9M2569	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
Market GRM	4.1	16.2	16.8	>100.0%	3.7%	3.9	15.3	>100.0%
Inventory gain (loss) excl. NRV	0.9	(5.5)	4.4	>100.0%	>100.0%	(0.7)	5.5	>100.0%
Hedging gain (loss)	0.4	(3.5)	(1.7)	<(100.0%)	51.4%	0.3	(3.4)	<(100.0%)
Accounting GRM	5.4	7.2	19.5	>100.0%	>100.0%	3.5	17.4	>100.0%
Refinery Utilization rate* (%)	91.5%	100.4%	96.3%	4.8%	(4.1%)	100.1%	100.7%	0.6%

**จากโรงกลั่น 3 แห่ง คือ TOP GC และ IRPC*

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อตัน	3Q2568	2Q2569	3Q2569	%เพิ่ม (ลด)		9M2568	9M2569	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
โอเลฟินส์								
Naphtha (MOPJ)	588	893	831	41.3%	(6.9%)	608	815	34.0%
HDPE	920	1,419	1,215	32.1%	(14.4%)	946	1,226	29.6%
LDPE	1,114	1,634	1,399	25.6%	(14.4%)	1,145	1,410	23.1%
LLDPE	940	1,358	1,187	26.3%	(12.6%)	974	1,191	22.3%
PP	923	1,399	1,266	37.2%	(9.5%)	969	1,238	27.8%
อะโรเมติกส์								
Condensate	589	858	799	35.7%	(6.9%)	599	779	30.1%
PX (TW)	839	1,165	1,124	34.0%	(3.5%)	836	1,098	31.3%
PX (TW) – Condensate	250	307	325	30.0%	5.9%	237	319	34.6%
BZ	725	1,032	1,019	40.6%	(1.3%)	776	964	24.2%
BZ – Condensate	136	174	220	61.8%	26.4%	177	185	4.5%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 392,138 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 118,149 ล้านบาท หรือร้อยละ 43.1 จาก 3Q2568 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ แม้ปริมาณขายลดลงจากผลกระทบจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่ม ปตท. เพิ่มขึ้น จากร้อยละ 91.5 ใน 3Q2568 เป็นร้อยละ 96.3 ใน 3Q2569 เนื่องจากใน 3Q2568 TOP มีการหยุดการเดินเครื่องหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) และหน่วยผลิตหลักอื่นๆ เพื่อตรวจซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) นอกจากนี้ ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน จากทั้งกลุ่มโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 3Q2569 มีจำนวน 58,613 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 47,954 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 3Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 47,705 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 48,219 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM ที่เพิ่มขึ้นจาก 4.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 3Q2568 เป็น 16.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 3Q2569 จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น (ใน 3Q2569 มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 4.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 3Q2568 มีกำไร 0.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) แม้ปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มอะโรเมติกส์ ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ และ PX กับวัตถุดิบเพิ่มขึ้น

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 3Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ 3Q2568 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่า ใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 1,600 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 392,138 ล้านบาท ลดลง 5,069 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.3 โดยหลักจากธุรกิจปิโตรเคมี ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ลดลงตามราคาอ้างอิง รวมถึงปริมาณขายที่ปรับลดลง จากโรงอะโรเมติกส์ของ GC หยุดซ่อมบำรุงตามแผน อีกทั้ง ธุรกิจการกลั่น มีปริมาณขายลดลงจากผลกระทบจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับลดลงเช่นกัน โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่ม ปตท. ลดลง จากร้อยละ 100.4 ใน 2Q2569 เป็นร้อยละ 96.3 ใน 3Q2569

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 3Q2569 มีจำนวน 58,613 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,461 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.8 และใน 3Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 47,705 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,619 ล้านบาท หรือร้อยละ 40.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกำไรจากสต๊อกน้ำมันในไตรมาสนี้ (ใน 3Q2569 มีกำไรจาก
- สต๊อกน้ำมัน 4.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 2Q2569 มีขาดทุน 5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) รวมทั้ง Market GRM
- เพิ่มขึ้นจาก 16.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 2Q2569 เป็น 16.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 3Q2569 แม้ปริมาณขาย
- ลดลงตามกล่าวข้างต้น
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวลดลง โดยหลักจากกลุ่มโอเลฟินส์ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับ
- วัตถุดิบ ที่ปรับลดลง ขณะที่กลุ่มอะโรเมติกส์มีผลการดำเนินงานลดลงจากปริมาณขายที่ลดลง เนื่องจากโรงอะโรเมติกส์
- ของ GC หยุดซ่อมบำรุงตามแผน

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 3Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ 2Q2569 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิ

ภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 3,200 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 1,134,344 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 248,982 ล้านบาท หรือร้อยละ 28.1 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่นตามราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้น แม้ปริมาณขายลดลงจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่ม ปตท. เพิ่มขึ้นจากร้อยละ 100.1 ใน 9M2568 เป็นร้อยละ 100.7 ใน 9M2569 จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของ TOP ใน 9M2568 นอกจากนี้ ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ตามราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์ ที่ปรับเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 9M2569 มีจำนวน 171,681 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 141,444 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 9M2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 139,082 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 142,066 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากขาดทุนจากการดำเนินงานจำนวน 2,984 ล้านบาท ใน 9M2568 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM เพิ่มขึ้นจาก 3.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 9M2568 เป็น 15.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 9M2569 ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ส่วนใหญ่กับน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น (ใน 9M2569 มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 9M2568 มีขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 0.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) แม้ปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 9M2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับ 9M2568 ตามกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่า ใน 9M2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 9,200 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 12,300 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

2.4 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืน

	3Q2568	2Q2569	3Q2569	% เพิ่ม (ลด)		9M2568	9M2569	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายไฟฟ้า (GWh)	5,256	5,103	4,840	(7.9%)	(5.2%)	15,002	13,546	(9.7%)
ปริมาณขายไอน้ำ (พันตัน)	3,646	3,697	3,677	0.9%	(0.5%)	10,216	11,003	7.7%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 22,218 ล้านบาท ลดลง 5,220 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.0 โดยหลักจากรายได้รวมของ PTTGM ลดลง จากที่ธุรกิจยามีการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนใน Lotus Pharmaceutical Company Limited (Lotus) ตั้งแต่ในไตรมาส 4 ปี 2568 (4Q2568) ขณะที่รายได้รวมของ GPSC เพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้ของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) ที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายไฟฟ้าและไอน้ำเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้นจากราคาก๊าซฯ ที่เพิ่มขึ้นตามโครงสร้างราคาการส่งผ่าน

ต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) ซึ่งมีผลมากกว่าผลกระทบจากค่าไฟฟ้าผันแปร (Fuel adjustment charge: Ft) ที่ปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม ปริมาณขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.). ลดลงเนื่องจากสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase 1 กับ กฟผ. สิ้นสุดลงในเดือนตุลาคม 2568 รวมถึงความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่ลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 3,848 ล้านบาท ลดลง 2,743 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.6 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 3Q2569 มีจำนวน 1,395 ล้านบาท ลดลง 2,049 ล้านบาท หรือร้อยละ 59.5 จากกำไรขั้นต้นของ PTTGM ลดลง โดยหลักจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจยาตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับกำไรขั้นต้นของ GPSC ลดลง จากกำไรผันแปร (Contribution Margin) ของโรงไฟฟ้า SPP ลดลง เนื่องจากต้นทุนก๊าซฯ และถ่านหินปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยปรับตัวลดลงตามค่า Ft ประกอบกับปริมาณขายลดลง จากที่สัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP11 Phase 1 กับ กฟผ. ที่หมดอายุตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 3Q2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 3Q2568 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 3Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 400 ล้านบาท ขณะที่ 3Q2568 รับรู้เป็นกำไรประมาณ 200 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 22,218 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 257 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.2 โดยหลักจากรายได้รวมของ GPSC เพิ่มขึ้น จากรายได้ของโรงไฟฟ้า SPP ตามราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามค่า Ft และราคาก๊าซฯ ที่ปรับตัวสูงขึ้น ประกอบกับราคาขายไอน้ำเพิ่มขึ้น ตามราคาก๊าซฯ ที่สูงขึ้นตามโครงสร้างราคาการส่งผ่านต้นทุนไปยังราคาขาย (Passthrough Structure) แม้ว่าความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำจากลูกค้าอุตสาหกรรมลดลงตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

EBITDA ใน 3Q2569 มีจำนวน 3,848 ล้านบาท ลดลง 1,031 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.1 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 3Q2569 มีจำนวน 1,395 ล้านบาท ลดลง 931 ล้านบาท หรือร้อยละ 40.0 จากกำไรขั้นต้นของ GPSC ลดลง จากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิง (Energy margin) ของโรงไฟฟ้า SPP ปรับตัวลดลง จากต้นทุนก๊าซฯ และถ่านหินเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับขึ้นของค่า Ft รวมถึงกำไรขั้นต้นของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (Independent Power Producer: IPP) ปรับตัวลดลงจากโรงไฟฟ้าห้วยเหาะที่มีรายได้ลดลงตามแผนการผลิตและส่งไฟฟ้าให้กับ กฟผ.

ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 3Q2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 2Q2569 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้ว่ามีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 400 ล้านบาท ใน 3Q2569 ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืน มีรายได้จากการขายจำนวน 61,016 ล้านบาท ลดลง 25,019 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.1 โดยหลักจากรายได้รวมของ PTTGM ลดลง จากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจยาตามกล่าวข้างต้น รวมถึงรายได้รวมของ GPSC ลดลง จากรายได้ของโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง เนื่องจากใน 9M2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า Gheco-One จำนวน 88 วัน ประกอบกับรายได้ของโรงไฟฟ้าศรีราชาลดลง เนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568

EBITDA ใน 9M2569 มีจำนวน 12,379 ล้านบาท ลดลง 6,922 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.9 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 9M2569 มีจำนวน 4,894 ล้านบาท ลดลง 4,891 ล้านบาท หรือร้อยละ 50.0 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของ PTTGM ลดลงจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจยาตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับกำไรขั้นต้นของ GPSC ลดลง จากโรงไฟฟ้า SPP เนื่องจากปริมาณขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ลดลง ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase1 กับ กฟผ.หมดอายุเมื่อเดือนมีนาคม 2568 และ ตุลาคม 2568 ตามลำดับ ประกอบกับกำไรผันแปรลดลงตามค่า Ft ที่ปรับตัวลดลงรวมถึงต้นทุนก๊าซฯ ที่สูงขึ้น

ผลการดำเนินงานภาพรวมกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 9M2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 9M2568 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 9M2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 100 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 รับรู้เป็นกำไรประมาณ 100 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ภาพรวมผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย

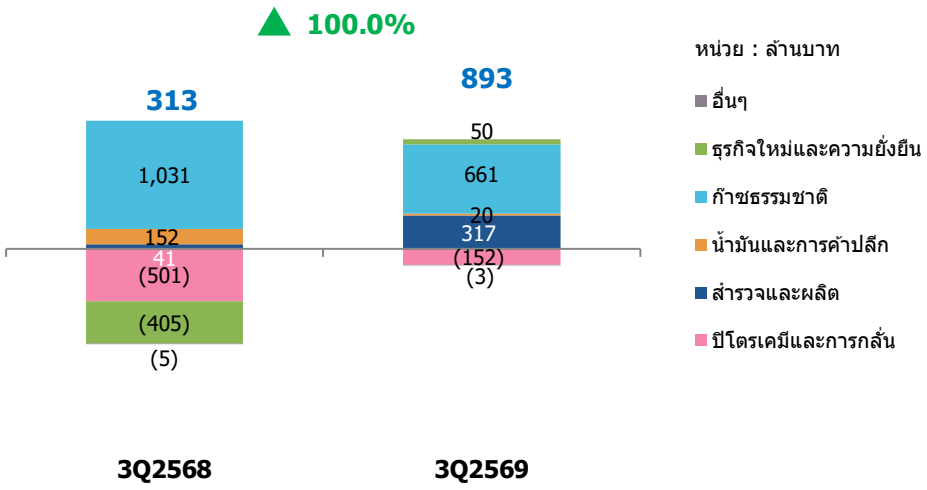
ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 3 ปี 2568

ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 784,015 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 3Q2568 จำนวน 137,326 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.2 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง รวมถึงกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ ตามราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น รวมถึงมีการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น เพื่อทดแทนโรงไฟฟ้าถ่านหินจากการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะและเหตุการณ์ดินสไลด์ รวมทั้งธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก ประกอบกับปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้า และ Ethane จากที่มีการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ (Optimization)

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 3Q2569 มีจำนวน 146,945 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 60,776 ล้านบาท หรือร้อยละ 70.5 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น ซึ่งใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 14,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 มีผลกำไรประมาณ 1,700 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น อีกทั้งกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาขายและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ มีผลการดำเนินงานดีขึ้น โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาดที่ผันผวนจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันเบนซินปรับเพิ่มขึ้น ในส่วนของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุน Pool gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ใน 3Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 41,885 ล้านบาท ลดลง 3,856 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.4 โดยหลักจาก PTTEP จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรอง และการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 3Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 893 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 580 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนเพิ่มขึ้น

ใน 3Q2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 1,506 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,454 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 3Q2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1,812 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,070 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่เกิดขึ้นจริงของเจ้าหนี้และเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า (ใน 3Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 0.28 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 3Q2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 0.26 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 3Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 4,200 ล้านบาท ขณะที่ใน 3Q2568 เป็นกำไรประมาณ 900 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ต้นทุนทางการเงินใน 3Q2569 มีจำนวน 8,333 ล้านบาท ลดลง 1,652 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.5 โดยหลักจาก GC จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 3Q2569 มีจำนวน 30,556 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 15,924 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจาก PTTEP TOP GC และ IRPC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 40,553 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,769 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากกำไรสุทธิจำนวน 19,784 ล้านบาท ใน 3Q2568

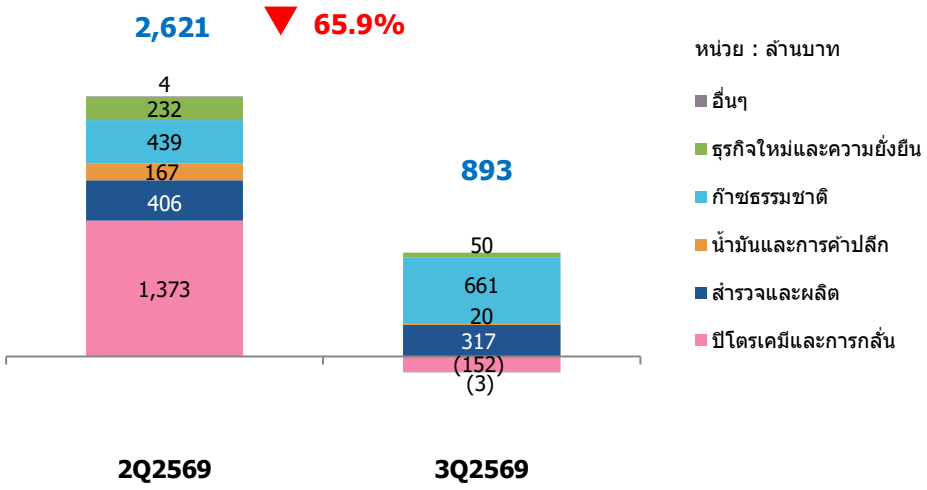
ผลการดำเนินงานไตรมาส 3 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2569

ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 784,015 ล้านบาท ลดลงจาก 2Q2569 จำนวน 46,374 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.6 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับลดลงตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายเพิ่มขึ้น กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีรายได้จากการขายลดลง ตามปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยลดลง อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายลดลง โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ จากราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก ประกอบกับปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมลดลง โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ Ethane และ Propane เนื่องจากใน 3Q2569 มีการปิดซ่อมโรงแยกก๊าซฯ หน่วยที่ 6 ขณะที่ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ยลดลง โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่ปรับตัวลดลงตามปัจจัยฤดูกาล

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 3Q2569 มีจำนวน 146,945 ล้านบาท ลดลง 9,357 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.0 จาก 2Q2569 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยหลักจากรายได้จากการขายที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น รวมถึงกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนราคา Pool gas ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง รวมถึงปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น จากธุรกิจการกลั่น มีกำไรจากสต๊อกน้ำมันและ Market GRM เพิ่มขึ้น โดยใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 14,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 มีผลขาดทุนประมาณ 21,700 ล้านบาท ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานลดลง จากกลุ่มโอเลฟินส์ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับลดลง ประกอบกับกลุ่มอะโรเมติกส์มีผลการดำเนินงานลดลงตามปริมาณขายที่ลดลง เนื่องจากโรงอะโรเมติกส์ ของ GC หยุดซ่อมบำรุงตามแผน

ใน 3Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 41,885 ล้านบาท ลดลง 3,915 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.5 โดยหลักจาก PTTEP จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรอง และการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 3Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 893 ล้านบาท ลดลง 1,728 ล้านบาท หรือร้อยละ 65.9 จาก 2Q2569 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วมของกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่นลดลง

ใน 3Q2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 1,506 ล้านบาท ลดลง 2,525 ล้านบาท หรือร้อยละ 62.6

ใน 3Q2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1,812 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 491 ล้านบาท หรือร้อยละ 37.2

ใน 3Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 4,200 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 เป็นขาดทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ต้นทุนทางการเงินใน 3Q2569 มีจำนวน 8,333 ล้านบาท ลดลง 405 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.6 จาก 2Q2569 โดยหลักจาก GC จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 3Q2569 มีจำนวน 30,556 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,781 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.2 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของ TOP และ OR ที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 3Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 40,553 ล้านบาท ลดลง 11,972 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.8 จากกำไรสุทธิจำนวน 52,525 ล้านบาท ใน 2Q2569

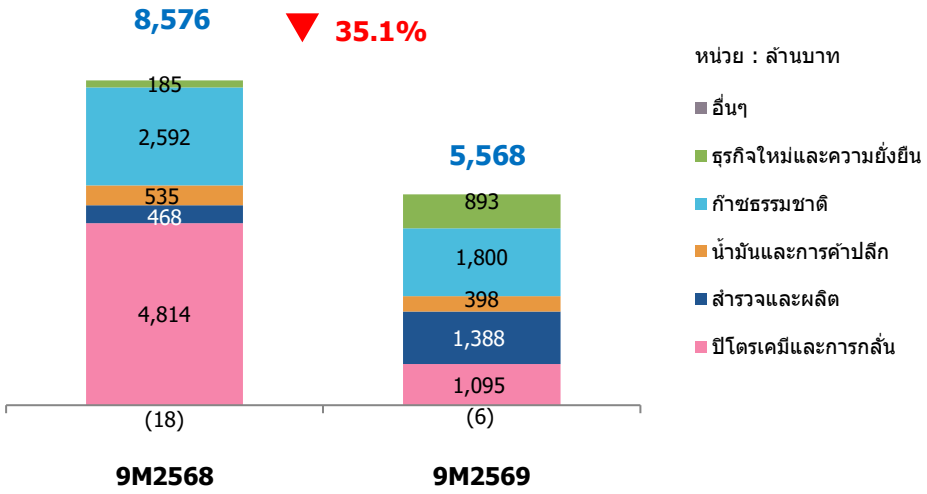
ผลการดำเนินงาน 9 เดือนแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 2,333,133 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 9M2568 จำนวน 309,467 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.3 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก และกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ในส่วนของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดโลก และปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น และ Ethane จากการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 9M2569 มีจำนวน 419,126 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 157,912 ล้านบาท หรือร้อยละ 60.5 จาก 9M2568 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM และกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมันประมาณ 37,800 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 มีผลขาดทุนประมาณ 4,000 ล้านบาท ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีปรับตัวเพิ่มขึ้นเช่นกัน ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง รวมถึงราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ใน 9M2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 129,697 ล้านบาท ลดลง 7,685 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.6 โดยหลักจาก PTTEP จากการปรับเพิ่มปริมาณสำรอง และการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 9M2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 5,568 ล้านบาท ลดลง 3,008 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.1 จาก 9M2568 โดยหลักจากใน 9M2568 TOP มีกำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมในประเทศสิงคโปร์

ใน 9M2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 4,435 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 12,323 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 9M2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 2,012 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,828 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลง (ใน 9M2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 1.98 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 9M2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 1.69 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 9M2569 การรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 8,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M2568 เป็นกำไรประมาณ 5,000 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

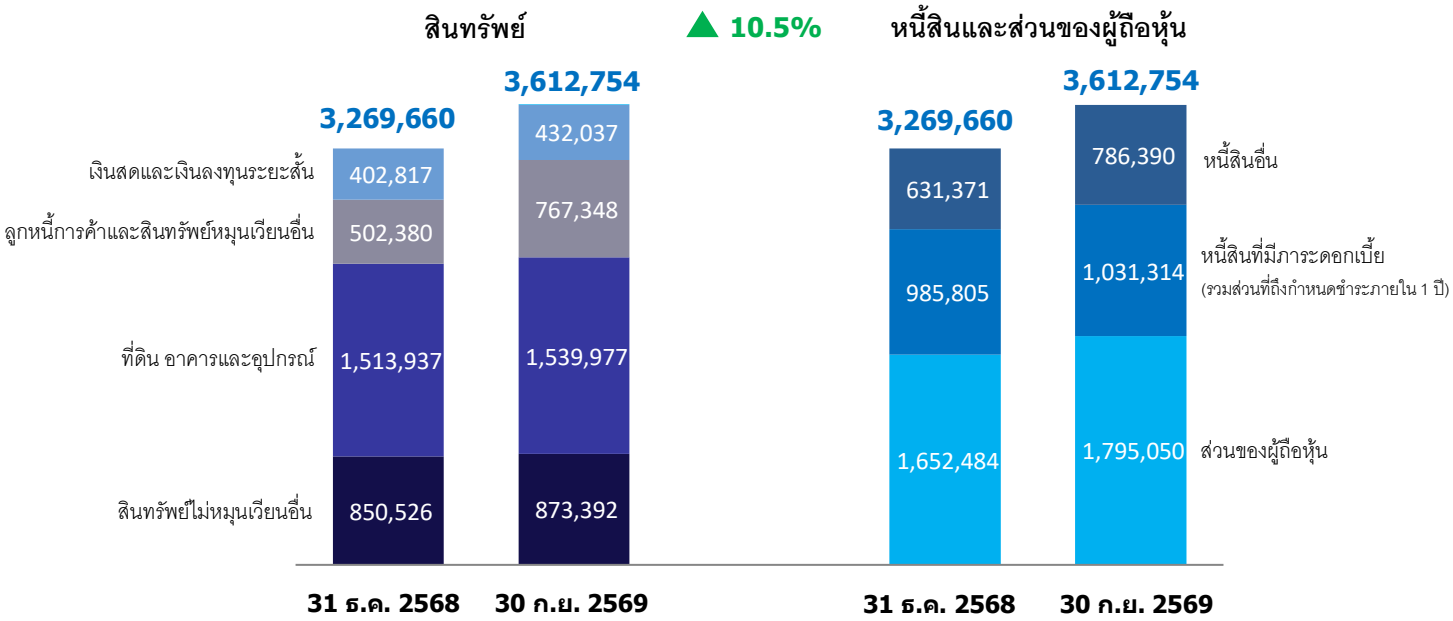
ต้นทุนทางการเงินใน 9M2569 มีจำนวน 25,310 ล้านบาท ลดลง 6,222 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.7 โดยหลักจาก GC และ TOP ตามดอกเบี้ยเงินกู้และหุ้นกู้ลดลง จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 9M2569 มีจำนวน 83,203 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 37,578 ล้านบาท หรือร้อยละ 82.4 โดยหลักจาก PTTEP TOP GC และ IRPC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 9M2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 118,816 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54,184 ล้านบาท หรือร้อยละ 83.8 จากกำไรสุทธิจำนวน 64,632 ล้านบาท ใน 9M2568

วิเคราะห์ฐานะการเงิน ปตท. และบริษัทย่อย
ณ วันที่ 30 ก.ย. 2569 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568

หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 ก.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,612,754 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 343,094 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.5 เป็นผลมาจาก

: เงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 29,220 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.3 จากเงินสดรับจากการดำเนินงาน สุทธิกับการจ่ายลงทุนหลักจาก PTTEP และการจ่ายปันผล ขณะที่เงินลงทุนระยะสั้นลดลง

: ลูกหนี้การค้าและสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 264,968 ล้านบาท หรือร้อยละ 52.7 สาเหตุหลักมาจาก

- สินค้าคงเหลือและลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 110,279 ล้านบาท และจำนวน 56,316 ล้านบาท ตามลำดับ จากราคาและปริมาณที่เพิ่มขึ้น
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 98,373 ล้านบาท โดยหลักจากเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างรับและเงินวางหลักประกัน (Margin call) เพิ่มขึ้น

: ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 26,040 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.7 โดยหลักจากโครงการลงทุนของ PTTEP และ TOP สุทธิกับค่าเสื่อมราคาสำหรับงวด และการด้อยค่าสินทรัพย์ของ GC

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 22,866 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.7 โดยหลักจากเงินลงทุนระยะยาวที่เพิ่มขึ้น จากการลงทุนในบริษัทร่วมของ PTTEP ขณะที่สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีลดลง โดยหลักจาก IRPC และ PTTEP

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 ก.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,817,704 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 200,528 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.4 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 155,019 ล้านบาท หรือร้อยละ 24.6 โดยหลักจากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณ และเงินปันผลค้างจ่ายของ ปตท. ประกอบกับหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก PTTT และ PTTT LDN

: หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นจำนวน 45,509 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.6 โดยหลักจากการกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวที่เพิ่มขึ้นของ GC PTT TANK และ PTTEP รวมถึงผลต่างการแปลงค่างบการเงิน สุทธิกับการชำระเงินกู้ยืมระยะยาวของ GC ปตท. และ TOP

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 ก.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,795,050 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 142,566 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.6 โดยหลักจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 ก.ย. 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อยที่มีกำไรจำนวน 118,816 ล้านบาท สุทธิกับเงินปันผลจ่าย 79,306 ล้านบาท ประกอบกับผลต่างการแปลงค่างบการเงินและส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น รวมถึงการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับงวดเก้าเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 ก.ย. 2569 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 35,611 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวดจำนวน 346,817 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 382,428 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	199,343
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(117,528)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(47,843)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	7,789
ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	(6,150)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	35,611
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	346,817
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	382,428

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 199,343 ล้านบาท โดยมาจากกำไรก่อนภาษีเงินได้จำนวน 266,400 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการที่ไม่ใช่เงินสดจำนวน 178,556 ล้านบาท ซึ่งรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 129,697 ล้านบาท ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์จำนวน 34,884 ล้านบาท ต้นทุนทางการเงินจำนวน 25,310 ล้านบาท และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 18,673 ล้านบาท สำหรับรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลง ได้แก่ กำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสัญญาซื้อขายสินค้าที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจำนวน 14,747 ล้านบาท ดอกเบี้ยรับจำนวน 8,608 ล้านบาท และปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลงจำนวน 179,380 ล้านบาท ขณะที่มีเงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 66,233 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 117,528 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายสุทธิสำหรับลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่ารวมจำนวน 143,838 ล้านบาท โดยหลักจากการลงทุนของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการสัมปทานกาชา รวมถึงการลงทุนของ TOP ในโครงการพลังงานสะอาด (CFP)

: เงินสดรับสุทธิจากเงินลงทุนระยะสั้นจำนวน 12,170 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. OR และ PTT TCC

: เงินสดรับจากเงินปันผลและดอกเบี้ยจำนวน 11,690 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTEP ปตท. และ GC

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 47,843 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินปันผลจ่ายจำนวน 62,447 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. PTTEP และ TOP

: เงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 22,090 ล้านบาท โดยหลักจาก GC PTTEP และ ปตท.

: เงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP จำนวน 18,902 ล้านบาท

: เงินสดรับสุทธิจากการกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจำนวน 18,679 ล้านบาท โดยหลักจาก PTT TANK

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	9M2568	9M2569
อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	10.31	20.27
อัตรากำไรสุทธิ	%	4.30	7.85
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน			
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	8.18	20.21
กำไรสุทธิต่อหุ้น			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	2.26	4.19

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	31 ธ.ค. 68	30 ก.ย. 69
อัตราส่วนสภาพคล่อง			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	1.60	1.46
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.08	0.85
อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.60	0.57

หมายเหตุ:

อัตรากำไรขั้นต้น	=	กำไรขั้นต้น หาร รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตรากำไรสุทธิ	=	กำไรสุทธิ หาร รายได้จากการขายและการให้บริการ
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	=	EBITDA หาร ต้นทุนทางการเงิน
กำไรสุทธิต่อหุ้น	=	กำไรสุทธิที่เป็นของผู้ถือหุ้นสามัญ หาร จำนวนหุ้นสามัญถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ถือโดยบุคคลภายนอกในระหว่างงวด
อัตราส่วนสภาพคล่อง	=	สินทรัพย์หมุนเวียน หาร หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	=	(เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด บวก เงินลงทุนในสินทรัพย์ทางการเงินระยะสั้น บวก ลูกหนี้การค้า) หาร หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย หาร ส่วนของผู้ถือหุ้นรวม

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจในไตรมาสที่ 4 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกในไตรมาสที่ 4 ปี 2569 (4Q2569) มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องตามการลงทุนด้านเทคโนโลยี AI แต่ยังคงต้องเฝ้าติดตามสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์อย่างใกล้ชิด ทั้งจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่รุนแรงขึ้น และความเคลื่อนไหวด้านการทูต เช่น การประชุมสุดยอดผู้นำสหรัฐฯ จีน และรัสเซีย ที่อาจเกิดขึ้นในช่วงการประชุม APEC เดือนพฤศจิกายน 2569 ซึ่งอาจเป็นปัจจัยในการช่วยลดความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ ขณะที่ปัจจัยอื่นๆ ที่ต้องเฝ้าติดตาม ได้แก่ ความเสี่ยงของผลตอบแทนจากการลงทุนด้าน AI ต่ำกว่าที่ตลาดคาดหวัง ซึ่งอาจนำไปสู่การปรับฐานของราคาหุ้นกลุ่มเทคโนโลยี ประกอบกับความเปราะบางทางการคลังภายใต้ต้นทุนการกู้ยืมที่สูงขึ้น รวมถึงความไม่แน่นอนด้านนโยบายต่างๆ ของสหรัฐฯ ภายหลังจากการเลือกตั้งกลางเทอมในเดือนพฤศจิกายน 2569

ตามรายงานของ S&P Global ณ เดือนตุลาคม 2569 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2569 คาดว่าจะลดลง 2.6 MMBD ไปอยู่ที่ระดับ 103.7 MMBD ท่ามกลางการหยุดชะงักของการขนส่งและห่วงโซ่อุปทานพลังงาน จากสถานการณ์ความขัดแย้งและข้อจำกัดในการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลาง ส่งผลให้ตลาดน้ำมันอยู่ในภาวะตึงตัวและราคาพลังงานปรับตัวสูงขึ้น กดดันการใช้น้ำมันในหลายภาคส่วน โดยเฉพาะภาคปิโตรเคมี ภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งสินค้า ขณะที่การขนส่งยังต้องพึ่งพาเส้นทางและรูปแบบการขนส่งทางเลือกซึ่งมีต้นทุนสูงและมีความเปราะบางต่อการหยุดชะงักเพิ่มเติม ทั้งจากช่องแคบฮอร์มุซ ทะเลแดง และโครงสร้างพื้นฐานพลังงานในภูมิภาค อย่างไรก็ตาม การปรับตัวของผู้ประกอบการผ่านการปรับเปลี่ยนเส้นทางขนส่ง และการทยอยฟื้นตัวของการส่งออกน้ำมันจากตะวันออกกลาง อาจช่วยให้อุปทานน้ำมันในตลาดโลกทยอยปรับดีขึ้นในช่วงที่เหลือของปี แม้ว่ายังมีแนวโน้มอยู่ต่ำกว่าระดับก่อนเกิดความขัดแย้งและเผชิญความเสี่ยงจากการหยุดชะงักเพิ่มเติมในภูมิภาค **ทั้งนี้ ภายใต้สมมติฐานดังกล่าว คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2569 จะเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 90-100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 14.0–15.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล** โดยค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์สะท้อนผลของ risk premium ในตลาดผลิตภัณฑ์น้ำมันที่อยู่ในระดับสูงจากความกังวลด้านอุปทาน อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบของโรงกลั่น ทั้งส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ค่าขนส่ง และค่าประกันภัย อาจปรับสูงขึ้นมากกว่าที่สะท้อนผ่านราคาน้ำมันดิบดูไบอ้างอิง ส่งผลให้ค่าการกลั่นสุทธิที่โรงกลั่นได้รับจริงอาจต่ำกว่าค่าการกลั่นอ้างอิงของตลาด

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ใน 4Q2569 มีแนวโน้มดังนี้

- ราคา**กลุ่มผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์**ใน 4Q2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบและต้นทุนแนฟทาที่อยู่ในระดับสูงขึ้น โดยคาดว่าราคา HDPE และ PP จะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 1,180–1,380 เหรียญสหรัฐต่อตัน และ 1,190–1,390 เหรียญสหรัฐต่อตัน ตามลำดับ อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นของราคายังคงถูกจำกัดจากภาวะอุปทานส่วนเกินและอุปสงค์ปลายน้ำที่ยังอ่อนแอ โดยราคา HDPE ยังคงเผชิญแรงกดดันจากกำลังการผลิตใหม่ในประเทศจีน โดยเฉพาะการเริ่มเดินเครื่องกำลังการผลิตใหม่ของ SABIC Gulei ในจีน รวมถึงมาตรการกีดกันทางการค้าที่เพิ่มขึ้นในหลายประเทศ ขณะที่ราคา PP แม้จะได้รับแรงสนับสนุนจากการเลื่อนการเริ่มเดินเครื่องของกำลังการผลิตใหม่บางโครงการในเอเชีย แต่ความต้องการใช้ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดยเฉพาะสินค้าอุปโภคบริโภคยังคงอ่อนแอ

- ราคา**กลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์**ใน 4Q2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น โดยคาดว่าราคา BZ จะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 1,140–1,240 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันดิบและต้นทุนแนฟทา ประกอบกับความต้องการใช้ในประเทศจีนที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากการกลับมาเดินเครื่องของหน่วยผลิตผลิตภัณฑ์ปลายน้ำบางส่วนในช่วงเดือนพฤศจิกายน อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นของราคาอาจถูกจำกัดจากปริมาณการผลิต BZ ในจีนที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จากการกลับมาเดินเครื่องของโรงงานภายหลังการปิดซ่อมบำรุง สำหรับราคา PX มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 1,110–1,310 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยได้รับแรงสนับสนุนจากความต้องการใช้อะโรเมติกส์เพื่อผสมในน้ำมันเบนซินในภูมิภาคเอเชียที่อยู่ในระดับสูง ส่งผลให้ปริมาณวัตถุดิบสำหรับการผลิต PX มีจำกัด ประกอบกับความต้องการ PX จากอุตสาหกรรมกรดเทเรฟทาลิกบริสุทธิ์ (Purified Terephthalic Acid: PTA) ที่ยังอยู่ในระดับที่ดี อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นของราคาอาจถูกจำกัดในช่วงปลายไตรมาส หากความกังวลต่อสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางผ่อนคลายลง ส่งผลให้แรงหนุนจากราคาวัตถุดิบลดลง

ราคา**โพรเพน**ใน 4Q2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นจาก 3Q2569 โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบ 665–765 เหรียญสหรัฐต่อตัน จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยืดเยื้อและความรุนแรงที่ขยายวงกว้าง นอกจากนี้ การเข้าสู่ฤดูหนาวในเอเชียเหนือและเอเชียตะวันออกอาจกระตุ้นความต้องการใช้โพรเพนตามฤดูกาล อย่างไรก็ตาม ราคายังมีแรงกดดันจากอุปทานโพรเพนของสหรัฐฯ ที่อยู่ในระดับสูง ประกอบกับอุปสงค์จากภาคปิโตรเคมีของจีนที่ยังฟื้นตัวไม่เต็มที่ และความเสี่ยงที่ฤดูหนาวจะอุ่นกว่าปกติจากปรากฏการณ์ Super El Niño ซึ่งลดแรงจูงใจในการเร่งจัดซื้อโพรเพน

ราคา **Spot LNG** ใน 4Q2569 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นจาก 3Q2569 โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ 25.5–27.5 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงขึ้น ซึ่งเพิ่มความเสี่ยงต่ออุปทานและการขนส่ง LNG ประกอบกับการแข่งขันในการจัดหา Spot LNG ระหว่างยุโรปและเอเชียเพื่อรองรับความต้องการในช่วงฤดูหนาว อย่างไรก็ตาม อุปทาน LNG จากสหรัฐฯ และแหล่งผลิตนอกอ่าวเปอร์เซียที่อยู่ในระดับสูง อาจช่วยคลายความตึงตัวของตลาด ขณะที่หากปรากฏการณ์ซูเปอร์เอลนีโญ (Super El Niño) ส่งผลให้อุณหภูมิในช่วงฤดูหนาวสูงกว่าคาด ความต้องการใช้ก๊าซเพื่อทำความร้อนอาจลดลง ส่งผลให้ผู้ซื้อชะลอการจัดซื้อ Spot LNG และจำกัดการปรับเพิ่มขึ้นของราคา

เศรษฐกิจไทยใน 4Q2569 คาดว่าจะทรงตัวจาก 3Q2569 โดยมีปัจจัยสนับสนุนต่อเนื่องจากการส่งออกสินค้าเทคโนโลยีและการเร่งลงทุนภาคเอกชนในภาคอุตสาหกรรม สำหรับภาคการท่องเที่ยวคาดว่าจะฟื้นตัวต่อเนื่อง ซึ่งสะท้อนจากรายรับภาคการท่องเที่ยวที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามค่าใช้จ่ายต่อทริปที่สูงขึ้น ขณะที่การบริโภคภาคเอกชนคาดว่าจะเปราะบางเนื่องจากมาตรการกระตุ้นการบริโภคของภาครัฐทยอยสิ้นสุดลง ประกอบกับมีปัจจัยกดดันจากราคาพลังงานและเงินเฟ้อที่มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น นอกจากนี้ เศรษฐกิจไทยยังคงเผชิญความเสี่ยงจากปัญหาภูมิรัฐศาสตร์ ทั้งจากสงครามในตะวันออกกลางที่ยืดเยื้อและอาจทวีความรุนแรงขึ้น การส่งผ่านนโยบายการเงินที่เข้มงวดของธนาคารกลางหลัก ตลอดจนภาวะภัยแล้งจากปรากฏการณ์ Super El Niño

แผนงานและโครงการที่สำคัญ

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ : ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ความคืบหน้าโครงการ ณ 30 ก.ย. 2569

- ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย - โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 99.11 (รวมการก่อสร้างทั้ง 3 ส่วน)
- ระบบท่อส่งก๊าซฯ บางปะกงไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 96.35

โครงการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 7 (GSP#7)

ปตท. ก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 7 (GSP#7) ภายในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง เพื่อทดแทนกำลังการผลิตของโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 1 (GSP#1) และเพิ่มประสิทธิภาพกระบวนการผลิตของโรงแยกก๊าซฯ โดย GSP#7 นี้ถูกออกแบบเพื่อรองรับปริมาณก๊าซธรรมชาติสูงสุด 460 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โดยปัจจุบันอยู่ระหว่างการดำเนินการก่อสร้าง

โครงการ LNG

โครงการ LNG Receiving Terminal 3: บริษัท กัลฟ์ เอ็มทีพี แอลเอ็นจี เทอร์มินอล จำกัด (GMTP) (บริษัทร่วมทุนระหว่างบริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 30 และ บริษัท กัลฟ์ ดีเวลลอปเมนท์ จำกัด (มหาชน) ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 70) เป็นผู้ดำเนินการถมทะเลโครงการพัฒนาท่าเรืออุตสาหกรรมมาบตาพุดระยะที่ 3 (ช่วงที่ 1) มูลค่าการลงทุนในส่วนของการถมทะเลประมาณ 12,900 ล้านบาท และสิทธิในการก่อสร้าง LNG Terminal 3 ช่วงที่ 1 ขนาด 8 ล้านตัน รวมท่อเชื่อมเป็นเงินลงทุนประมาณ 60,000 ล้านบาท ซึ่งคาดว่าจะพร้อมเปิดดำเนินการเชิงพาณิชย์ภายในไตรมาส 2 ปี 2572

ความคืบหน้าโครงการ ณ 30 ก.ย. 2569

การก่อสร้างระยะที่ 1: งานถมทะเล (Infrastructure Work) โครงการดำเนินการแล้วเสร็จในเดือนมีนาคม 2568 และสามารถส่งมอบพื้นที่ถมทะเลได้ตามกำหนดภายใต้สัญญาความร่วมมือระหว่างเอกชนและภาครัฐ (PPP)

การก่อสร้างระยะที่ 2: งานก่อสร้าง LNG Terminal (Superstructure Work) โครงการได้เริ่มก่อสร้างเมื่อวันที่ 17 พ.ย. 2568 แล้วเสร็จร้อยละ 36.27

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2569

Plant	1Q2569	2Q2569	3Q2569	4Q2569
GSP #6			TA (25 ส.ค.-19 ก.ย.: 26 วัน) TD 50% (20-29 ก.ย.: 10 วัน)	

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2570

Plant	1Q2570	2Q2570	3Q2570	4Q2570
GSP #1			TA (10-24 ส.ค.: 15 วัน)	
GSP #2		TA (7-20 พ.ค.: 14 วัน)		
GSP #3		TA (19-26 เม.ย.: 8 วัน)		SD (1-23 พ.ย.: 23 วัน)
GSP #5				TA (1-12 ต.ค.: 12 วัน)
ESP		TD 50% (19-26 เม.ย.: 8 วัน, 7-20 พ.ค.: 14 วัน)		TA (1-23 พ.ย.: 23 วัน)

หมายเหตุ: TD: Turndown (ลดกำลังการผลิต)
TA: Turnaround (หยุดการผลิตเพื่อซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน)
SD: Shutdown (หยุดการผลิต เนื่องจากหน่วยที่เกี่ยวข้องหยุดซ่อมบำรุง)

ภาคผนวก

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

ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำหน่ายก๊าซธรรมชาติ จำกัด (PTTNGD) บริษัท พีทีที แอลเอ็นจี จำกัด (PTTLNG) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

ธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก คือ บริษัท ปตท. น้ำมันและการค้าปลีก จำกัด (มหาชน) (OR)

ธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ ประกอบด้วย หน่วยธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) PTT International Trading London Ltd. (PTTT LDN) และ PTT International Trading USA Inc. (PTTT USA)

ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น ประกอบด้วย บริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC) บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (IRPC) และบริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (PTT TANK)

ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน ประกอบด้วย หน่วยธุรกิจใหม่และความยั่งยืน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (GPSC) บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี่ โซลูชั่นส์ จำกัด (PTTES) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

ธุรกิจอื่น ๆ ประกอบด้วย บริษัท บิซิเนส เซอร์วิสเซส อัลไลแอนซ์ จำกัด (BSA) PTT Green Energy Pte. Ltd. (PTTGE) บริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT TCC) บริษัท พีทีที เอ็นเนอร์ยี่ รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER) บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด (PTT DIGITAL) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

หมายเหตุ: PTTGM เป็นบริษัทโฮลดิ้ง (Holding Company) ที่มีการถือหุ้นในกลุ่มบริษัทที่ประกอบธุรกิจหลากหลาย ได้แก่ ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน และธุรกิจอื่นๆ
PTTES และ PTTER ได้จดทะเบียนเลิกกิจการแล้ว และอยู่ระหว่างกระบวนการชำระบัญชี

ภาคผนวก

ข้อมูลรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. ส่วนใหญ่ สำหรับงวด 3Q2569 เปรียบเทียบกับ 3Q2568 และ 2Q2569 และ 9M2569 เปรียบเทียบกับ 9M2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจ	รายการ	3Q2568	2Q2569	3Q2569	9M2568	9M2569
ธุรกิจสำรวจและผลิต	การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ของโครงการเม็กซิโก แปลง 29 (2.4) ของ PTTEP				~ (800)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าของค่าความนิยมในโครงการมาเลเซีย แปลง เค ของ PTTEP			~ (4,300)		~ (4,300)
ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น	กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ของ GC	~ 200		~ 100	~ 200	~ 100
	กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน Vencorex ของ GC			~ 100		~ 100
	(ขาดทุน)/กลับรายการจากการด้อยค่าสินทรัพย์ Vencorex ของ GC				~ 100	
	กำไรจากผลต่างสุทธิจากการสิ้นสุดการเป็นบริษัทย่อยกลุ่มบริษัท Vencorex ของ GC (Deconsolidation)				~ 900	
	ประมาณค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินธุรกิจของบริษัท PTTMCC ของ GC					~ (800)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCP ของ GC					~ (1,700)
	ประมาณการค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินธุรกิจของบริษัท GCP ของ GC		~ (900)			~ (900)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCA LLC ของ GC					~ (700)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ GC		~ (100)			~ (100)
	กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ของ TOP	~ 500			~ 1,600	~ 900
	กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมของ TOP				~ 3,400	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง CFP ของ TOP		~ (400)			~ (400)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ IRPC			~ (200)		~ (200)
	(ขาดทุน)/กลับรายการจากการด้อยค่าเงินลงทุนในบริษัท UCHA ของ IRPC			~ (200)	~ 200	~ (200)
	ส่วนแบ่งขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท UCHA ของ IRPC				~ (400)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท Innopolymed ของ IRPC				~ (100)	

กลุ่มธุรกิจ	รายการ	3Q2568	2Q2569	3Q2569	9M2568	9M2569
ธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก	การกลับรายการขาดทุนจากการด้อยค่าเงินลงทุนในบริษัทร่วมของ OR			~ 100		~ 100
ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน AEPL ของ GPSC	~ 400			~ 400	
	กำไรจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน SYE ของ GPSC			~ 100		~ 100
	กำไรจากการจำหน่ายสิทธิในการใช้สินทรัพย์ของ GPSC			~ 100		~ 100
	ค่าใช้จ่ายตอบแทนส่วนแบ่งกำไรสำหรับการบริหารการลงทุนและสร้างมูลค่าเพิ่มของ PTTGM				~ (200)	
	ขาดทุนจากการจำหน่ายเงินลงทุนใน NMA ของ PTTGM	~ (100)			~ (100)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ PTTGM					~ (500)
	กำไรจากการปรับโครงสร้าง Horizon Plus ของ PTTGM				~ 100	