



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

MD&A 2Q2569

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)



คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการสำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 2 สิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569

บทสรุปผู้บริหาร

หน่วย : ล้านบาท	2Q2568	1Q2569	2Q2569	% เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ยอดขาย	676,754	718,729	830,389	22.7%	15.5%	1,376,977	1,549,118	12.5%
EBITDA	78,661	185,587	147,792	87.9%	(20.4%)	172,188	333,379	93.6%
EBITDA รวมการปรับปรุง ผลกระทบจากการป้องกัน ความเสี่ยง	80,545	115,879	156,302	94.1%	34.9%	175,045	272,181	55.5%
กำไรสุทธิ	21,533	25,738	52,525	>100%	>100%	44,848	78,263	74.5%
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	0.76	0.91	1.85	>100%	>100%	1.57	2.76	75.8%
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	66.9	86.3	96.1	43.6%	11.4%	71.9	91.2	26.8%
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย (บาทต่อเหรียญสหรัฐ)	33.3	31.8	32.8	(1.5%)	3.1%	33.7	32.3	(4.2%)

แม้ว่าเศรษฐกิจโลกในครึ่งแรกของปี 2569 (1H2569) ขยายตัวต่อเนื่องจากปี 2568 ภาพรวมเศรษฐกิจและตลาดพลังงานโลกยังคงเผชิญกับความไม่แน่นอนจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพด้านอุปทานพลังงานและความผันผวนของราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยราคาน้ำมันดิบดูไบ ณ 1H2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 91.20 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากในครึ่งแรกของปี 2568 (1H2568) ที่เฉลี่ยอยู่ที่ 71.93 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ค่าเงินบาทเฉลี่ยแข็งค่าขึ้นเล็กน้อยเมื่อเทียบกับใน 1H2568 โดยใน 1H2568 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 33.69 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 1H2569 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 32.26 บาทต่อเหรียญสหรัฐ อย่างไรก็ตาม กลุ่ม ปตท. มีการบริหารความเสี่ยงด้านอัตราแลกเปลี่ยนจากการทำ Natural hedge ซึ่งช่วยจำกัดผลกระทบจากการแข็งค่าของเงินบาทต่อการดำเนินงานในภาพรวม

ท่ามกลางสถานการณ์ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพด้านอุปทานพลังงานและความผันผวนของราคาพลังงานดังกล่าว รวมถึงการเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีและการเปลี่ยนผ่านสู่ดิจิทัลที่เกิดขึ้นอย่างรวดเร็ว (AI & Digitalization) ปตท. ต้องก้าวข้ามการปรับตัวสู่การเป็นผู้นำการเปลี่ยนแปลงโดยยังคงขับเคลื่อนการเติบโตภายใต้การเปลี่ยนผ่านด้านพลังงานอย่างสมดุลตามหลัก 3 มิติ (Energy Trilemma) ทั้งการให้ความสำคัญกับการสร้างความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ให้กับประเทศ การเข้าถึงพลังงานในราคาที่เหมาะสมและแข่งขันได้ (Affordability / Competitiveness) และการดำเนินธุรกิจอย่างยั่งยืน (Sustainability) ควบคู่กับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยมุ่งเน้นการยกระดับผลการดำเนินงานผ่านการเร่งเพิ่มความสามารถในการแข่งขันของธุรกิจ Hydrocarbon โดยเฉพาะอย่างยิ่งในธุรกิจ Upstream รวมถึงการขายการค้ำและหาโอกาสในการลงทุนใน LNG เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานและรองรับความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้น ควบคู่กับการบริหารจัดการการลงทุนอย่างมีวินัย ในขณะเดียวกัน ราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้นยังส่งผลให้กลุ่ม ปตท. มีภาระด้านสภาพคล่องและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มขึ้น จากหลักประกันในการจัดซื้อน้ำมันดิบ (Margin Call) เงินทุนหมุนเวียนในการจัดหาวัตถุดิบและก๊าซธรรมชาติ รวมถึงเงินค้างชำระจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งสะท้อนถึงบทบาทของ ปตท. ในการรักษาเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ แม้ต้องเผชิญกับต้นทุนและความผันผวนที่เพิ่มขึ้นในระยะสั้น ทั้งนี้ จากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง กลุ่ม ปตท. ได้สนับสนุนมาตรการภาครัฐ ทั้งการปรับลดราคาน้ำมันโรงกลั่น การควบคุมการส่งออกน้ำมัน และการตรึงราคาขายปลีกน้ำมัน เพื่อบรรเทาผลกระทบต่อภาคประชาชน โดยประเมินเป็นจำนวนเงินกว่า 8,500 ล้านบาท

นอกจากนี้ ปตท. ยังคงดำเนินโครงการสำคัญต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อยกระดับผลการดำเนินงาน (Performance Uplift) และสร้างมูลค่าเพิ่มจากความร่วมมือภายในกลุ่ม ปตท. กว่า 8,700 ล้านบาท ผ่านโครงการ MissionX พร้อมทั้งขับเคลื่อน Digital Transformation ผ่านโครงการ AXIS โดยมุ่งเน้นการนำ Digital Tools และ AI มาใช้ในการทำงานอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ยังเดินหน้าเสริมความร่วมมือด้าน Supply Chain และ Marketing ทั้งในและต่างประเทศผ่านโครงการ P1 และ D1 ควบคู่กับการดำเนินงานด้าน Financial Excellence (F1) เพื่อรักษาวินัยทางการเงินและบริหารสภาพคล่องกระแสเงินสดของกลุ่ม ปตท. อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะเป็นรากฐานสำคัญในการสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืนและสร้างผลตอบแทนที่ดีแก่ผู้ถือหุ้นในระยะยาว

เป็นผลให้ปตท. และบริษัทย่อย ยังคงมีผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดยมีรายละเอียดดังนี้

ในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 (2Q2569) ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 156,302 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 75,757 ล้านบาท หรือร้อยละ 94.1 จากในไตรมาสที่ 2 ปี 2568 (2Q2568) ที่จำนวน 80,545 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM เพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง เนื่องจากระดับน้ำมันคงคลังในประเทศอยู่ในระดับสูงและไม่สามารถส่งออกได้ รวมถึงขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงและขาดทุนจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันประมาณ 21,700 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2568 มีผลขาดทุนประมาณ 7,200 ล้านบาท ประกอบกับธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานที่ดีขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานสูงขึ้น ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนก๊าซฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้น มากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้น โดยใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิจำนวน 52,525 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30,992 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากใน 2Q2568 ที่จำนวน 21,533 ล้านบาท จากปัจจัยส่วนต่างราคาที่ปรับตัวสูงขึ้นรวมทั้งการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานและต้นทุนผ่านการยกระดับการดำเนินงาน (Profit Enhancement) เพื่อรองรับปัจจัยท้าทายภายนอก อย่างไรก็ตามใน 2Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นผลขาดทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการประมาณการค่าใช้จ่ายจากการปรับแผนการดำเนินธุรกิจของบริษัท จีซี โพลีเอทิลีน จำกัด (GCP) ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC) ซึ่งสูงกว่ารายการ Non-recurring ใน 2Q2568 ที่รับรู้เป็นผลกำไรประมาณ 4,300 ล้านบาท โดยหลักจาก บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) ที่มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของบริษัทร่วมจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์ รวมถึงกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้

ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 156,302 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 40,423 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.9 จากในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 (1Q2569) ที่จำนวน 115,879 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณและราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้น อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายรวมลดลง ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับรอบคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 1Q2569 ขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ต้นทุนก๊าซฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้น มากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาด ในขณะที่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น มีกำไรจากสต็อกน้ำมันลดลง โดยใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันประมาณ 21,700 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 มีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท รวมทั้งปริมาณขายที่ลดลง แม้ว่าค่าการกลั่น (Market GRM) เพิ่มขึ้นตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้งใน 2Q2569 มีการรับรู้ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงลดลง ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 52,525 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26,787 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากใน 1Q2569 ที่จำนวน 25,738 ล้านบาท

จากปัจจัยส่วนต่างราคาที่ปรับตัวสูงขึ้นรวมทั้งการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานและต้นทุนผ่านการยกระดับการดำเนินงาน (Profit Enhancement) เพื่อรองรับปัจจัยท้าทายภายนอก อย่างไรก็ตามใน 2Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการประมาณการค่าใช้จ่ายจากการปรับแผนการดำเนินธุรกิจ ใน GCP ของ GC ขณะที่ใน 1Q2569 รับรู้เป็นขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน GCP

ในครึ่งแรกของปี 2569 (1H2569) ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงจำนวน 272,181 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 97,136 ล้านบาท หรือร้อยละ 55.5 จากในครึ่งแรกของปี 2568 (1H2568) จำนวน 175,045 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 1H2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต็อกน้ำมันประมาณ 24,300 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2568 มีผลขาดทุนประมาณ 5,700 ล้านบาท แม้ว่าขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีปรับตัวเพิ่มขึ้นเช่นกัน ตามส่วนต่างราคาลิโธแกมที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซ ที่ปรับลดลง ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มขึ้น และปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น โดยใน 1H2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 78,263 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 33,415 ล้านบาท หรือร้อยละ 74.5 จาก 1H2568 ที่มีกำไรสุทธิ จำนวน 44,848 ล้านบาท จากปัจจัยส่วนต่างราคาที่ปรับตัวสูงขึ้นรวมทั้งการปรับปรุงประสิทธิภาพการดำเนินงานและต้นทุนผ่านการยกระดับการดำเนินงาน (Profit Enhancement) เพื่อรองรับปัจจัยท้าทายภายนอก อย่างไรก็ตามใน 1H2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นผลขาดทุนประมาณ 4,300 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ใน GCP ของ GC ขณะที่ใน 1H2568 รับรู้เป็นกำไรประมาณ 4,100 ล้านบาท โดยหลักจาก TOP มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรของบริษัทร่วมจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์

ณ 30 มิถุนายน 2569 ฐานะการเงินของ ปตท. และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,522,490 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 252,830 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีสินทรัพย์รวมจำนวน 3,269,660 ล้านบาท โดยหลักจากสินค้าคงเหลือและลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณที่เพิ่มขึ้น และสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจากเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างรับและเงินวางหลักประกัน (Margin call) ที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการลงทุนของบริษัทในกลุ่ม ปตท. โดย ณ 30 มิถุนายน 2569 มีหนี้สินรวมทั้งสิ้นจำนวน 1,742,219 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 125,043 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีหนี้สินรวมจำนวน 1,617,176 ล้านบาท โดยหลักจากการกู้ยืมเงินระยะสั้นและระยะยาว และเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นจากราคาสินค้าที่ปรับตัวสูงขึ้นจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ทั้งนี้ ณ 30 มิถุนายน 2569 มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,780,271 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 127,787 ล้านบาท จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,652,484 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรสะสมที่เพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิถุนายน 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อย รวมถึงผลต่างการแปลงค่าเงินตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า และการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP

ภาวะเศรษฐกิจในไตรมาส 2 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกใน 2Q2569 ขยายตัวในระดับใกล้เคียงเดิมจาก 1Q2569 ท่ามกลางความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ราคาพลังงานเฉลี่ยปรับสูงขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า ขณะที่ได้รับแรงสนับสนุนจากวัฏจักรขาขึ้นของเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) โดยเศรษฐกิจสหรัฐฯ ยังคงขยายตัวได้ดีจากการเป็นศูนย์กลางเทคโนโลยี AI ประกอบกับเป็นผู้ส่งออกพลังงานสุทธิ (Net Energy Exporter) แม้ว่าราคาพลังงานที่สูงขึ้นอาจเป็นปัจจัยกดดันต่อการปรับลดของอัตราเงินเฟ้อ ส่งผลให้ธนาคารกลางสหรัฐฯ มีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ระดับร้อยละ 3.50-3.75 ในการประชุมเดือนกรกฎาคม 2569 เพื่อรอดูความชัดเจน ขณะที่เศรษฐกิจกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรฟื้นตัวจำกัด ส่วนหนึ่งจากฐานที่ต่ำมากในไตรมาสก่อนหน้า โดยเฉพาะเศรษฐกิจไอร์แลนด์ที่หดตัวรุนแรงใน 1Q2569 ตามการปรับฐานการส่งออกเวชภัณฑ์ที่กลับสู่ภาวะปกติหลังจากผู้ซื้อเร่งนำเข้าสินค้าไปก่อนหน้านี้ เพื่อรองรับความเสี่ยงด้านมาตรการการค้า ขณะที่ผลกระทบจากราคาพลังงานและแรงกดดันด้านเงินเฟ้อเพิ่มขึ้น จากการพึ่งพาพลังงานจากตะวันออกกลางในระดับสูง ส่งผลให้ธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank: ECB) มีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายไว้ที่ระดับร้อยละ 2.25-2.65 ในการประชุมเดือนกรกฎาคม 2569 สำหรับเศรษฐกิจจีนขยายตัวอยู่ในระดับต่ำ โดยหลักจากภาคอสังหาริมทรัพย์ที่หดตัวรุนแรงขึ้น อย่างไรก็ตาม จีนมีการจำกัดผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ผ่านการกระจายแหล่งจัดหาน้ำมัน การอุดหนุนราคาเชื้อเพลิง และการใช้ปริมาณน้ำมันสำรองเพื่อทดแทนการนำเข้าจากภูมิภาคดังกล่าว ประกอบกับการส่งออกสินค้าเทคโนโลยียังคงเติบโตแข็งแกร่ง และมาตรการกระตุ้นเศรษฐกิจที่ทยอยออกมาอย่างต่อเนื่อง ซึ่งช่วยพยุงกิจกรรมทางเศรษฐกิจและลดทอนแรงกดดันได้บางส่วน ทั้งนี้ กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ณ เดือนกรกฎาคม 2569 ประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจโลกในปี 2569 และในปี 2570 ที่ระดับร้อยละ 3.0 และ 3.4 ตามลำดับ

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน 2Q2569 จากรายงานของ S&P Global ณ เดือนกรกฎาคม 2569 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 100.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน (MMBD) ลดลงจาก 1Q2569 ที่ระดับ 105.4 MMBD และ 2Q2568 ที่ระดับ 105.5 MMBD จากข้อจำกัดด้านอุปทาน จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และการหยุดชะงักด้านการขนส่งและการกลั่น ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันอ่อนตัวลงในหลายภูมิภาค โดยเฉพาะเอเชีย โดยภาคปิโตรเคมีได้รับผลกระทบมากที่สุด ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันในภาคอุตสาหกรรม การขนส่งสินค้า และการบินปรับตัวลดลงเช่นกัน

หน่วย : เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย	66.9	86.3	96.1	43.6%	11.4%	71.9	91.2	26.8%
Gasoline Crack Spread	11.5	9.6	29.0	>100.0%	>100.0%	9.6	19.3	>100.0%
Diesel Crack Spread	15.8	35.4	63.0	>100.0%	78.0%	15.0	49.2	>100.0%
FO Crack Spread (180 – 3.5%S)	1.7	(8.1)	2.5	47.1%	>100.0%	(0.1)	(2.8)	<(100.0%)
Singapore GRM	5.6	9.2	24.7	>100.0%	>100.0%	4.4	17.0	>100.0%

ราคาน้ำมันดิบดูไบใน 2Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 96.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 ที่ระดับ 86.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 2Q2568 ที่ระดับ 66.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ส่งผลให้การส่งมอบน้ำมันดิบจากผู้ผลิตในตะวันออกกลางผ่านช่องแคบฮอร์มุซหยุดชะงัก กระทบต่อตลาดโดยเฉพาะในภูมิภาคเอเชียให้อยู่ในภาวะอุปทานตึงตัว ระดับสินค้าคงคลังปรับลดลง ขณะที่ค่าระวางเรือและค่าประกันภัยทางทะเลปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ข้อจำกัดด้านอุปทานบางส่วนถูกชดเชยจากการชะลอตัวของความต้องการนำเข้าน้ำมันดิบของจีน รวมถึงการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ที่นำไปสู่การฟื้นตัวของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซและการผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรต่ออิหร่านชั่วคราวในช่วงปลายไตรมาส

ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจระสิงคโปร์

- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบ (Gasoline Crack Spread) ใน 2Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 29.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 ที่ระดับ 9.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 2Q2568 ที่ระดับ 11.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากข้อจำกัดด้านอุปทาน ท่ามกลางการปรับลดกำลังการกลั่นในตะวันออกกลางและเอเชีย เนื่องจากข้อจำกัดในการจัดหา น้ำมันดิบผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ประกอบกับมาตรการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของหลายประเทศ รวมถึงปริมาณสินค้าคงคลังในสหรัฐฯ และเอเชียอยู่ในระดับต่ำกว่าปกติ
- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันดีเซลและน้ำมันดิบดูไบ (Diesel Crack Spread) ใน 2Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 63.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 ที่ระดับ 35.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 2Q2568 ที่ระดับ 15.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ท่ามกลางภาวะอุปทานตึงตัว จากข้อจำกัดในการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางมายังตลาดเอเชียและยุโรป โดยเฉพาะยุโรปซึ่งมีการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดีเซลจากตะวันออกกลางในสัดส่วนสูงภายหลังการลดการนำเข้าจากรัสเซีย อีกทั้งการปรับลดกำลังการกลั่นทั้งในตะวันออกกลางและเอเชีย รวมถึงผลกระทบจากเหตุโจมตีโรงกลั่นของรัสเซีย ส่งผลให้ปริมาณสินค้าคงคลังปรับลดลงต่อเนื่อง
- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเตาซัลเฟอร์สูงและน้ำมันดิบดูไบ (High-Sulfur Fuel Oil 3.5% Crack Spread) ใน 2Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 2.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 ที่ระดับ -8.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 2Q2568 ที่ระดับ 1.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากอุปทานที่ลดลงตามการปรับลดกำลังการกลั่นในตะวันออกกลางและเอเชีย รวมถึงข้อจำกัดด้านอุปทานจากรัสเซีย ขณะที่ปริมาณสินค้าคงคลังในสิงคโปร์ปรับลดลงสู่ระดับต่ำสุดในรอบหลายปี

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking อ้างอิงที่สิงคโปร์ใน 2Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 24.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 ที่ระดับ 9.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 2Q2568 ที่ระดับ 5.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยได้รับแรงหนุนจากภาวะอุปทานตึงตัว หลังการชะงักงันของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้โรงกลั่นในเอเชียและตะวันออกกลางปรับลดอัตราค่าการกลั่น อย่างไรก็ตาม ในช่วงปลายไตรมาส ค่าการกลั่นได้รับแรงกดดันบางส่วนจากความคาดหวังต่อการเพิ่มขึ้นของอุปทานจากตะวันออกกลาง หลังการบรรลุข้อตกลงชั่วคราวระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่งผลให้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซเริ่มฟื้นตัว และมีการผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรต่ออิหร่านเป็นการชั่วคราว

หน่วย : เหรียญสหรัฐต่อตัน	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
HDPE: CFR SEA	939	1,044	1,419	51.1%	35.9%	959	1,232	28.5%
PP: CFR SEA - Film	960	1,050	1,399	45.7%	33.2%	992	1,225	23.5%
BZ: FOB Korea	727	842	1,032	42.0%	22.6%	801	937	17.0%
BZ: -Naphtha	151	122	139	(7.9%)	13.9%	184	131	(28.8%)
PX: CFR Taiwan	808	1,006	1,165	44.2%	15.8%	835	1,085	29.9%
PX-Naphtha	232	286	272	17.2%	(4.9%)	218	279	28.0%
Naphtha: MOPJ	576	720	893	55.0%	24.0%	617	806	30.6%
Propane (C3): ARAMCO CP	608	538	753	23.8%	40.0%	617	646	4.7%
Asian Spot LNG (\$/MMBTU)	12.3	14.2	17.4	41.5%	22.5%	13.2	15.7	18.9%

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีสายโพลิเอทิลีนและสายอะโรเมติกส์ มีรายละเอียดดังนี้

- **กลุ่มผลิตภัณฑ์โพลิเอทิลีน:** ราคาโพลิเอทิลีนความหนาแน่นสูง (High density polyethylene: HDPE) ใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 1Q2569 โดยได้รับแรงหนุนจากราคาน้ำมันดิบและต้นทุนแนฟทาที่ปรับตัวสูงขึ้นจากสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลาง รวมถึงอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงโรงงานตามฤดูกาล อย่างไรก็ตาม การปรับตัวของราคายังคงถูกจำกัดจากกำลังการผลิตใหม่ที่ทยอยเข้าสู่ตลาด โดยเฉพาะจากประเทศจีน กดดันให้ตลาดยังคงอยู่ในภาวะอุปทานส่วนเกิน ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย HDPE ใน 2Q2569 เพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับ 1,419 เหรียญสหรัฐต่อตัน สำหรับราคาเฉลี่ยโพลิโพรไพลีน (Polypropylene: PP) ปรับเพิ่มขึ้นในทิศทางเดียวกันจากการปรับตัวของต้นทุนวัตถุดิบ แม้ว่าแรงกดดันจากกำลังการผลิตใหม่จากประเทศจีน ประกอบกับการฟื้นตัวของอุปสงค์ที่ยังไม่แข็งแรง กดดันให้การปรับเพิ่มของราคายังเป็นไปอย่างจำกัด ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย PP ใน 2Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,399 เหรียญสหรัฐต่อตัน
- **กลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์:** ราคาเบนซีน (Benzene: BZ) ใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน โดยได้รับแรงสนับสนุนจากราคาน้ำมันดิบและแนฟทาที่ปรับตัวสูงขึ้น ประกอบกับอุปทานในภูมิภาคเอเชียที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงโรงงานผลิตบางส่วน ขณะที่ความต้องการใช้จากอุตสาหกรรมปลายน้ำโดยเฉพาะกลุ่มสไตรีนโมโนเมอร์ (Styrene Monomer: SM) ยังคงทรงตัว ส่งผลให้การปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคายังคงเป็นไปอย่างจำกัด ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย BZ อยู่ที่ระดับ 1,032 เหรียญสหรัฐต่อตัน สำหรับราคาเฉลี่ยพาราไซลีน (Paraxylene: PX) ใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน จากราคาน้ำมันดิบและต้นทุนแนฟทาที่ปรับตัวสูงขึ้น รวมถึงอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุง อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้จากอุตสาหกรรมปลายน้ำ โดยเฉพาะห่วงโซ่โพลิเอสเตอร์ยังคงฟื้นตัวอย่างจำกัด ประกอบกับกำลังการผลิตใหม่ที่ทยอยเข้าสู่ตลาด ทำให้การปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคา PX ยังถูกกดดันต่อเนื่อง ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย PX เพิ่มขึ้นอยู่ที่ระดับ 1,165 เหรียญสหรัฐต่อตัน

เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีที่แล้ว ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งสายโพลิเอทิลีนและอะโรเมติกส์ปรับตัวเพิ่มขึ้นสอดคล้องกับการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบและต้นทุนวัตถุดิบแนฟทาจากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง แม้ว่าสถานะตลาดยังคงเผชิญแรงกดดันจากกำลังการผลิตใหม่และอุปสงค์ที่ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป

ราคา**โพรเพน (Propane)** ใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 โดยมีปัจจัยหลักจากวิกฤตช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางขนส่ง LPG สำคัญจากตะวันออกกลาง ส่งผลให้การส่งออกหยุดชะงักและตลาดตึงตัวอย่างรุนแรง โดยเฉพาะอุปทานจากซาอุดีอาระเบียที่ได้รับผลกระทบจนทำให้ Saudi Aramco ต้องยกเลิกหรือชะลอการส่งมอบ LPG บางส่วน ประกอบกับความเสียหายของโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในตะวันออกกลาง ซึ่งทำให้โครงการก๊าซหลายโครงการต้องเลื่อนการเริ่มดำเนินงานและทำให้อุปทานใหม่เข้าสู่ตลาดช้ากว่าคาด ขณะเดียวกัน ค่าระวางเรือขนส่งก๊าซขนาดใหญ่ และราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูง ยังเป็นแรงหนุนต่อราคาโพรเพน อย่างไรก็ตาม ปริมาณสินค้าคงคลังในสหรัฐฯ ที่ยังอยู่ในระดับสูง ความต้องการใช้ที่ชะลอตามฤดูกาล และการลดกำลังการผลิตของโรงงานปิโตรเคมีบางแห่ง ช่วยจำกัดการปรับเพิ่มขึ้นของราคาในบางช่วง

เทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีที่แล้ว ราคาโพรเพนใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหลักมาจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางและการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้ปริมาณอุปทานเข้าสู่ตลาดเอเชียลดลง

ราคา **Spot LNG** ใน 2Q2569 ปรับเพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 โดยได้รับแรงหนุนหลักจากวิกฤตช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งจำกัดการส่งออก LNG จากกาตาร์และสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ส่งผลให้ผู้ซื้อในเอเชียเร่งจัดหาอุปทานทดแทนจากสหรัฐฯ และออสเตรเลีย ประกอบกับการปิดซ่อมบำรุงตามฤดูกาลที่ทำให้อุปทาน LNG พร้อมส่งมอบลดลง ขณะเดียวกัน อากาศร้อนในเอเชียและการเติมคลังก๊าซของยุโรปยังเพิ่มการแข่งขันในการจัดหา LNG อย่างไรก็ตาม ระดับสินค้าคงคลังที่ยังเพียงพอในเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ การเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินและพลังงานนิวเคลียร์ในญี่ปุ่นและเกาหลีใต้ รวมถึงการลดการใช้ LNG ในเอเชียใต้จากราคาที่อยู่ในระดับสูง ช่วยจำกัดการปรับเพิ่มขึ้นของราคาในบางช่วง

เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ราคา Spot LNG ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหลักจากการสูญเสียอุปทานจากตะวันออกกลางและข้อจำกัดในการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งทำให้ปริมาณ LNG ที่เข้าสู่ตลาดเอเชียลดลง ขณะเดียวกัน ปริมาณสินค้าคงคลังในยุโรป ณ สิ้น 2Q2569 อยู่ที่ระดับ 49.1% ซึ่งต่ำกว่าระดับ 58.9% ในช่วงเดียวกันของปีก่อน เป็นปัจจัยหนุนต่อราคา

เศรษฐกิจไทยใน 2Q2569 ขยายตัวชะลอลงเมื่อเทียบกับใน 1Q2569 จากผลกระทบที่ชัดเจนขึ้นของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง โดยราคาพลังงานและอัตราเงินเฟ้อที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ค่าครองชีพพุ่งสูงและกดดันกำลังซื้อของภาคครัวเรือน แม้มีมาตรการ 'ไทยช่วยไทย พลัส' ช่วยบรรเทาภาระค่าครองชีพ และกระตุ้นการบริโภคในช่วงปลายไตรมาส ด้านภาคการท่องเที่ยวได้รับผลกระทบเช่นกัน ซึ่งสะท้อนจากจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่ลดลงตามการปรับลดเที่ยวบิน และความกังวลด้านความปลอดภัยในการเดินทาง อย่างไรก็ตาม การส่งออกสินค้าและการลงทุนภาคเอกชนยังคงขยายตัวในเกณฑ์ดี โดยเฉพาะด้านเทคโนโลยีและ AI เช่นเดียวกับการใช้จ่ายภาครัฐที่เติบโตต่อเนื่อง ซึ่งสอดคล้องกับกรอบงบประมาณที่เพิ่มขึ้น และ พ.ร.ก. กู้เงิน 4 แสนล้านบาท เพื่อแก้ไขวิกฤตด้านพลังงาน ทั้งนี้ ธนาคารแห่งประเทศไทย ณ เดือนมิถุนายน 2569 ประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2569 ที่ระดับร้อยละ 2.3 (รวมผลของมาตรการภาครัฐ) ขณะที่ประมาณการเดิม ณ เดือนเมษายน 2569 ที่ระดับร้อยละ 1.5 (ไม่รวมผลของมาตรการภาครัฐ)

เหตุการณ์สำคัญในช่วงครึ่งแรกของปี 2569 ถึงปัจจุบัน

สรุปเหตุการณ์ที่สำคัญ (non-recurring items) ในช่วงครึ่งแรกของปี 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 อยู่ที่ย้อยละ 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 ประกาศการทำการเสนอซื้อคืนเป็นการทั่วไป (Tender Offer) เพื่อซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ที่ออกโดย บริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (TTC) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ TOP ถือหุ้นทั้งหมด โดยหุ้นกู้ยังมีอายุคงเหลืออยู่ก่อนครบกำหนดไถ่ถอน คิดเป็นมูลค่าเงินต้นของหุ้นกู้ที่จะซื้อคืนรวมกัน ไม่เกิน 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยมีระยะเวลาทำการเสนอซื้อคืนตั้งแต่วันที่ 6 ม.ค. – 4 ก.พ. 2569 ● TOP: 16 ม.ค. TOP รายงานว่า เมื่อวันที่ 15 ม.ค. 2569 TTC ได้ดำเนินการออกและเสนอขายหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนให้แก่ผู้ลงทุนในต่างประเทศ จำนวนรวม 600 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยมี TOP เป็นผู้ค้ำประกันหุ้นกู้ทั้งจำนวน มีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.1 สำหรับ 5 ปี 3 เดือนแรกและภายหลังจากระยะเวลาดังกล่าวจะมีอัตราดอกเบี้ยเป็นไปตามรายละเอียดที่กำหนดไว้ในเอกสารเสนอขายที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้ หุ้นกุดังกล่าวได้จดทะเบียนที่ตลาดหลักทรัพย์สิงคโปร์ (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 ไทยแทงค์เทอร์มินัล จำกัด (TTT) คิดเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 35.43 ให้แก่บริษัท พีทีที แทงค์ เทอร์มินัล จำกัด (PTT Tank) มูลค่ารวม

ทั้งสิ้น 4,403 ล้านบาท แล้วเสร็จ และอาจได้รับค่าตอบแทนเพิ่มเติม (Earn Out) สูงสุดไม่เกิน 604 ล้านบาท เมื่อ GC ได้เข้าทำสัญญาบริการถึงบรรจ้อิเทนกับ TTT ตามเงื่อนไขที่กำหนดในสัญญาขายหุ้นแล้ว นอกจากนี้ GC ได้ดำเนินการโอนขายสินทรัพย์ธุรกิจท่าเทียบเรือและคลังเก็บผลิตภัณฑ์ใน Buffer Tank Farm ให้แก่บริษัท แทงค์ อินฟรา จำกัด (บริษัทย่อยของ PTT Tank) และได้รับชำระเงินค่าทรัพย์สินมูลค่า 4,840 ล้านบาทเรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้คู่สัญญาอยู่ระหว่างดำเนินการโอนและรับโอนใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 1 ปี 2570 ทั้งนี้ GC จะเช่าถึงเก็บผลิตภัณฑ์และให้บริการท่าเทียบเรือกลับเพื่อรองรับการดำเนินงานของ GC ต่อไป

- OR: 31 มี.ค. OR แจ้งว่าบริษัทมอดูลัส เวเนเจอร์ 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 ค่าประกันเงินกู้ตามสัญญาเงินกู้ระหว่าง 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 ในราคาน้ำหนักรับบริการ เพื่อสนับสนุนการกระจายน้ำมันสู่ภาคขนส่ง ภาคเกษตรกรรม และผู้บริโภคทั่วประเทศอย่างต่อเนื่อง 6) กลุ่ม ปตท. สำรองสภาพคล่องเพิ่มเติมกว่า 230,000 ล้านบาท เพื่อรองรับ margin call เงินทุนหมุนเวียน และภาระขาดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยบริษัทรับภาระต้นทุนดังกล่าวเพื่อรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ 7) กลุ่ม ปตท. ดำเนินงานและรายงานข้อมูลอย่างโปร่งใส โดยยืนยันว่าไม่มีการกักตุนน้ำมันสำเร็จรูป พร้อมเปิดเผยข้อมูลปริมาณน้ำมันตลอด supply chain และรายงานข้อมูลการจัดการผลิต การนำเข้า-ส่งออก และสินค้าคงคลังต่อภาครัฐอย่างต่อเนื่อง 8) ปตท. แต่งตั้งคณะกรรมการตรวจสอบกระบวนการดำเนินงานโรงกลั่นและการค้าน้ำมันของบริษัทในกลุ่ม เพื่อกำกับดูแลและตรวจสอบ supply chain ตั้งแต่การจัดหาวัตถุดิบ การผลิต การจัดเก็บ และการจำหน่าย ให้สอดคล้องกับกฎหมาย นโยบายภาครัฐ และหลักธรรมาภิบาล

	GC: 29 เม.ย. GC ลงนามในบันทึกข้อตกลงซึ่งไม่มีผลผูกพันทางกฎหมาย (Non-binding MoU) ร่วมกับ บริษัท เอสซีจี เคมิคอลส์ จำกัด (มหาชน) (SCGC) เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการจัดตั้งบริษัทร่วมทุนในธุรกิจโอเลฟินส์และพอลิโอเลฟินส์ในประเทศไทย โดยขอบเขตของโครงการจะครอบคลุมธุรกิจผลิตโอเลฟินส์ โรงงานผลิตพอลิเอทิลีน (PE) และโรงงานผลิตพอลิโพรพิลีน (PP) ของทั้งสองบริษัท โดยโครงการมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มขนาดธุรกิจ เสริมประสิทธิภาพด้านวัตถุดิบ และยกระดับความสามารถการแข่งขันของธุรกิจปิโตรเคมีไทยในระดับภูมิภาค ทั้งนี้ การศึกษาดังกล่าวคาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 3 ของปี 2569 และยังคงอยู่ภายใต้การเจรจา การตรวจสอบสภาพกิจการ และการอนุมัติจากหน่วยงานกำกับดูแลที่เกี่ยวข้อง
พ.ค. 2569	- OR: 14 พ.ค. รัฐมนตรีว่าการกระทรวงการคลังได้อนุญาตให้ ธนาคารคลิธิ์ จำกัด (มหาชน) ประกอบธุรกิจธนาคารพาณิชย์ (ธนาคารพาณิชย์ไร้สาขา) พร้อมทั้งอนุญาตให้ประกอบธุรกิจบริการการชำระเงินภายใต้ขอบเขตและการกำกับดูแลของธนาคารแห่งประเทศไทย โดยธนาคารคลิธิ์ จำกัด (มหาชน) เป็นความร่วมมือระหว่าง OR และพันธมิตร ในการนี้กำลังความแข็งแกร่งใน 3 มิติสำคัญ ได้แก่ เทคโนโลยีดิจิทัลที่เชื่อมโยงผู้คนในวงกว้าง ความเชี่ยวชาญทางการเงินที่มั่นคงและน่าเชื่อถือ และระบบนิเวศทางเศรษฐกิจ (ecosystem) เพื่อเปิดโอกาสให้คนไทยทุกกลุ่ม สามารถบริหารการเงินและเข้าถึงผลิตภัณฑ์ทางการเงินที่เหมาะสม ปลอดภัย และเป็นธรรม - PTTEP: 22 พ.ค. PTTEP ได้ดำเนินการขายหุ้นกู้ครั้งที่ 1/2569 แล้วเสร็จ โดยมีรายละเอียดของหุ้นกู้ดังต่อไปนี้ - หุ้นกู้ดิจิทัลสกุลเงินเหรียญสหรัฐ มูลค่า 125 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เสนอขายต่อประชาชนเป็นการทั่วไป อายุหุ้นกู้ 5 ปี และ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 4.50 ต่อปี - 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

ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยตามกลุ่มธุรกิจ

ข้อมูลผลการดำเนินงานสำหรับงวด 2Q2569 เปรียบเทียบกับ 2Q2568 และ 1Q2569 และ 1H2569 เปรียบเทียบกับ 1H2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ยอดขาย	676,754	718,729	830,389	22.7%	15.5%	1,376,977	1,549,118	12.5%
: สํารวจและผลิตฯ	71,180	76,087	96,139	35.1%	26.4%	142,346	172,226	21.0%
: ก๊าซธรรมชาติ	123,153	119,913	154,336	25.3%	28.7%	248,620	274,249	10.3%
: น้ำมันและการค้าปลีก	167,290	176,497	206,210	23.3%	16.8%	349,989	382,707	9.3%
: การค้าระหว่างประเทศ	380,873	444,809	538,482	41.4%	21.1%	788,766	983,291	24.7%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	301,035	344,999	397,207	31.9%	15.1%	611,373	742,206	21.4%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	30,400	16,837	21,961	(27.8%)	30.4%	58,597	38,798	(33.8%)
: อื่นๆ	3,022	3,042	3,003	(0.6%)	(1.3%)	5,998	6,045	0.8%
กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา	78,661	185,587	147,792	87.9%	(20.4%)	172,188	333,379	93.6%
ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)	52,688	55,558	70,415	33.6%	26.7%	104,969	125,973	20.0%
: สํารวจและผลิตฯ	13,381	16,431	24,691	84.5%	50.3%	27,182	41,122	51.3%
: ก๊าซธรรมชาติ	4,564	7,228	47	(99.0%)	(99.3%)	11,111	7,275	(34.5%)
: น้ำมันและการค้าปลีก	(3,702)	41,223	(2,337)	36.9%	<(100.0%)	(2,634)	38,886	>100.0%
: การค้าระหว่างประเทศ	208	(151)	5,975	>100.0%	>100.0%	2,847	5,824	>100.0%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	6,203	67,916	45,152	>100.0%	(33.5%)	19,578	113,068	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	6,106	3,652	4,879	(20.1%)	33.6%	12,710	8,531	(32.9%)
: อื่นๆ	(335)	(307)	(305)	9.0%	0.7%	(676)	(612)	9.5%
ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย	46,841	42,012	45,800	(2.2%)	9.0%	91,641	87,812	(4.2%)
กำไร(ขาดทุน)จากการดำเนินงานตามส่วนงาน	31,820	143,575	101,992	>100.0%	(29.0%)	80,547	245,567	>100.0%
: สํารวจและผลิตฯ	27,767	34,447	46,035	65.8%	33.6%	56,994	80,482	41.2%
: ก๊าซธรรมชาติ	8,645	11,635	19,893	>100.0%	71.0%	17,811	31,528	77.0%
: น้ำมันและการค้าปลีก	2,705	5,249	(1,862)	<(100.0%)	<(100.0%)	7,462	3,387	(54.6%)
: การค้าระหว่างประเทศ	(4,153)	40,795	(2,783)	33.0%	<(100.0%)	(3,542)	38,012	>100.0%
: ปิโตรเคมีและการกลั่น	(4,790)	57,291	34,086	>100.0%	(40.5%)	(2,470)	91,377	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	2,892	1,173	2,326	(19.6%)	98.3%	6,341	3,499	(44.8%)
: อื่นๆ	(1,002)	(901)	(953)	4.9%	(5.8%)	(1,997)	(1,854)	7.2%
ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม	7,938	2,054	2,621	(67.0%)	27.6%	8,263	4,675	(43.4%)
ขาดทุน(กำไร)จากการด้อยค่าสินทรัพย์	244	10,271	1,276	>100.0%	(87.6%)	(429)	11,547	>100.0%
กำไร(ขาดทุน)จากตราสารอนุพันธ์	(1,123)	(70,810)	12,541	>100.0%	>100.0%	(2,083)	(58,269)	<(100.0%)
กำไร(ขาดทุน)จากอัตราแลกเปลี่ยน	9,051	1,121	(1,321)	<(100.0%)	<(100.0%)	13,558	(200)	<(100.0%)
กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)	54,690	73,734	115,470	>100.0%	56.6%	113,563	189,204	66.6%
ต้นทุนทางการเงิน	10,562	8,239	8,738	(17.3%)	6.1%	21,547	16,977	(21.2%)
ภาษีเงินได้	14,919	23,872	28,775	92.9%	20.5%	30,993	52,647	69.9%
กำไรสุทธิ	21,533	25,738	52,525	>100.0%	>100.0%	44,848	78,263	74.5%
กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)	0.76	0.91	1.85	>100.0%	>100.0%	1.57	2.76	75.8%

ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจ

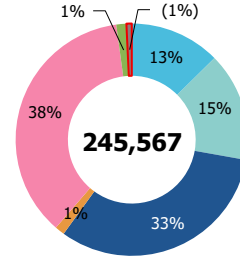
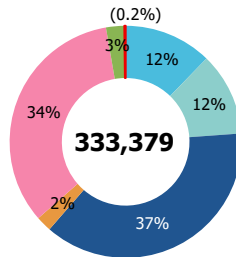
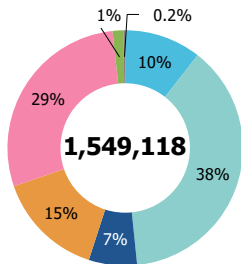
รายละเอียดรายได้ EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน (Operating Income) สำหรับผลการดำเนินงานงวด 1H2569 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

รายได้

EBITDA

กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน



■ ก๊าซธรรมชาติ* ■ การค้าระหว่างประเทศ* ■ สำรวจและผลิต ■ น้ำมันและการค้าปลีก* ■ ปิโตรเคมีและการกลั่น ■ ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน* ■ อื่นๆ*
ปิโตรเลียม

*รวมส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและบริษัทในกลุ่ม ปตท.

1. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการเอง

1.1 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

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

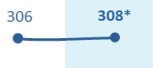
NG Price

THB/MMBTU

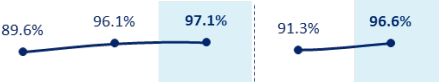
QoQ ▲ 27%
YoY ▲ 15%

HoH ▲ 1%

Avg. Pool Gas price



U-Rate

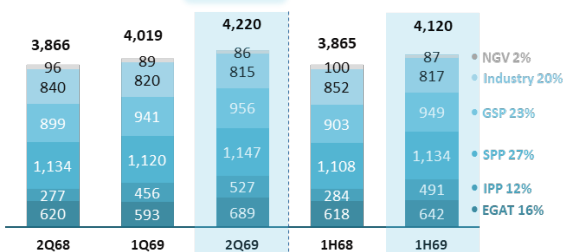


NG Volume

Unit: MMSCFD

QoQ ▲ 5%
YoY ▲ 9%

HoH ▲ 7%

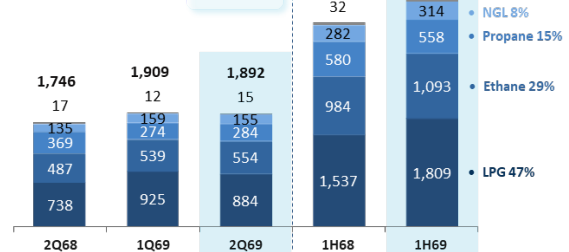


GSP Sales Volume

Unit : kTon

QoQ ▼ 1%
YoY ▲ 8%

HoH ▲ 11%



* จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 โดยราคา Pool Price ใน 1H69 ประกอบด้วย ราคาก๊าซฯ ในอ่าวที่มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซฯ ในอ่าวร้อยละ 10 ราคาก๊าซฯ นำเข้าจากเมียนมา และ LNG

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติมี EBITDA แยกขายธุรกิจย่อย ดังนี้

หน่วย: ล้านบาท

	2Q68	1Q69	2Q69	QoQ	YoY	1H68	1H69	HoH
GAS	13,381	16,431	24,691	▲ 50%	▲ 85%	27,182	41,122	▲ 51%
S&T	3,713	2,624	3,174	▲ 21%	▼ 15%	6,858	5,798	▼ 15%
TSO	7,144	6,601	6,611	↔	▼ 7%	14,299	13,212	▼ 8%
GSP	(221)	4,374	11,976	▲ >100%	▲ >100%	547	16,350	▲ >100%
NGV	(306)	(268)	(670)	▼ >100%	▼ >100%	(737)	(938)	▼ 27%
Others	3,051	3,100	3,600	▲ 16%	▲ 18%	6,215	6,700	▲ 8%

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

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 154,336 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 31,183 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.3 จาก 2Q2568 โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 354 MMSCFD หรือร้อยละ 9.2 จาก 3,866 MMSCFD ใน 2Q2568 เป็น 4,220 MMSCFD ใน 2Q2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น จากภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจโลก รวมถึงมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 และเกิดเหตุดินสไลด์ที่เหมืองแม่เมาะเมื่อวันที่ 4 พ.ย. 2568 จึงทำให้มีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น

ในส่วนของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง และปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซไฮโดรคาร์บอนที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้นจาก 1,745,663 ตัน ใน 2Q2568 เป็น 1,892,206 ตัน ใน 2Q2569 หรือร้อยละ 8.4 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น จากที่มีการเรียกเก็บก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น ประกอบกับใน 2Q2569 ไม่มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ รวมทั้งใน 2Q2568 มีการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ (Optimization)

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 2Q2569 มีจำนวน 24,691 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,310 ล้านบาท หรือร้อยละ 84.5 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 19,893 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,248 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น และปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น ตามกล่าวข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนก๊าซฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้น มากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากรายได้ที่ลดลง ตามปริมาณจองที่ลดลง รวมถึงมีการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 154,336 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 34,423 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 28.7 โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 201 MMSCFD หรือร้อยละ 5.0 จาก 4,019 MMSCFD ใน 1Q2569 เป็น 4,220 MMSCFD ใน 2Q2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟที่เพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล

ในส่วนของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) ลดลง จาก 1,909,296 ตัน ใน 1Q2569 เป็น 1,892,206 ตัน ใน 2Q2569 หรือร้อยละ 0.9 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่ลดลง แม้ว่าผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น จากที่มีการเรียกรับก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น เพื่อลดผลกระทบจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 2Q2569 มีจำนวน 24,691 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,260 ล้านบาท หรือร้อยละ 50.3 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 19,893 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,258 ล้านบาท หรือร้อยละ 71.0 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับปรุงคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 1Q2569 ขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ต้นทุนก๊าซฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้น มากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 274,249 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 25,629 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 10.3 จาก 1H2568 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง และปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้น จาก 3,415,045 ตัน ใน 1H2568 เป็น 3,801,501 ตัน ใน 1H2569 หรือร้อยละ 11.3 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น จากที่มีการเรียกรับก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น ประกอบกับใน 1H2569 ไม่มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ รวมทั้งใน 1H2568 มีการปรับแผนการเดินเครื่องของโรงแยกก๊าซฯ (Optimization)

ในส่วนของการจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 255 MMSCFD หรือร้อยละ 6.6 จาก 3,865 MMSCFD ใน 1H2568 เป็น 4,120 MMSCFD ใน 1H2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น จากภาคธุรกิจและอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจโลก รวมถึงมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 และเกิดเหตุดินสไลด์ที่เหมืองแม่เมาะเมื่อวันที่ 4 พ.ย. 2568 จึงทำให้มีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 1H2569 มีจำนวน 41,122 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,940 ล้านบาท หรือร้อยละ 51.3 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 31,528 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,717 ล้านบาท หรือร้อยละ 77.0 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยและปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากปริมาณจองที่ลดลง ประกอบกับการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569 รวมถึงธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่าย C-day ใน 1H2569 ขณะที่ใน 1H2568 ไม่มีรายการดังกล่าว

1.2 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย	25,884	26,438	21,884	(15.5%)	(17.2%)	50,098	48,322	(3.5%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 538,482 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 157,609 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.4 จาก 2Q2568 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง 4,000 ล้านลิตร หรือร้อยละ 15.5 จาก 25,884 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,789,108 บาร์เรลต่อวันใน 2Q2568 เป็น 21,884 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,512,627 บาร์เรลต่อวันใน 2Q2569 โดยหลักจากปริมาณนำเข้าน้ำมันดิบลดลง เนื่องจากข้อจำกัดด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของลูกค้าโรงกลั่นภายในประเทศ ประกอบกับปริมาณการค้าน้ำมันดิบและ LNG ระหว่างประเทศ (Out-out trading) ลดลงตามสถานการณ์ตลาดที่ไม่เอื้ออำนวย

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 2Q2569 มีกำไรจำนวน 5,975 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,767 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 รวมถึงกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 2Q2569 อยู่ที่ 5,529 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,772 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทภายในประเทศ รวมถึงกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและ LNG ระหว่างประเทศที่ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาด แม้มีปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 538,482 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 93,673 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.1 จาก 1Q2569 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง 4,554 ล้านลิตร หรือร้อยละ 17.2 จาก 26,438 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,847,705 บาร์เรลต่อวันใน 1Q2569 เป็น 21,884 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,512,627 บาร์เรลต่อวันใน 2Q2569 โดยหลักจากปริมาณนำเข้าน้ำมันดิบลดลง เนื่องจากข้อจำกัดด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของลูกค้าโรงกลั่นภายในประเทศ ประกอบกับปริมาณการค้าน้ำมันดิบและ LNG ระหว่างประเทศ (Out-out trading) ลดลงตามสถานการณ์ของตลาดที่ไม่เอื้ออำนวย

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 2Q2569 มีกำไรจำนวน 5,975 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,126 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 รวมถึง กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 2Q2569 อยู่ที่ 5,529 ล้านบาท เพิ่มขึ้น จำนวน 6,108 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทภายในประเทศ รวมถึงกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและ LNG ระหว่างประเทศที่ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาด แม้มีปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 983,291 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 194,525 ล้านบาท หรือร้อยละ 24.7 จาก 1H2568 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง 1,776 ล้านลิตร หรือร้อยละ 3.5 จาก 50,098 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,740,958 บาร์เรลต่อวันใน 1H2568 เป็น 48,322 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,679,241 บาร์เรลต่อวันใน 1H2569 โดยหลักจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบ น้ำมันสำเร็จรูป และ LNG ระหว่างประเทศ (Out-out trading) ลดลงตามสถานการณ์ของตลาดที่ไม่เอื้ออำนวย

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 1H2569 มีกำไรจำนวน 5,824 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,977 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 รวมถึงกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 1H2569 อยู่ที่ 4,950 ล้านบาท เพิ่มขึ้น จำนวน 3,011 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและคอนเดนเสทภายในประเทศ รวมถึงกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาด แม้มีปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น

2. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการผ่านบริษัทในกลุ่ม

2.1 กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม(ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ¹⁾)	44.0	46.0	52.9	20.2%	15.0%	44.9	49.5	10.2%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED ²⁾)	504,772	553,369	572,882	13.5%	3.5%	494,552	563,179	13.9%

หมายเหตุ: ¹BOE: Barrels of Oil Equivalent

²BOED: Barrels of Oil Equivalent per Day

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 96,139 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 24,959 ล้านบาท หรือร้อยละ 35.1 จาก 2Q2568 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.5 จาก 504,772 BOED ใน 2Q2568 เป็น 572,882 BOED ใน 2Q2569 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปี 2568 ได้แก่ โครงการ MTJDA แปลง A18 โครงการแอลจีเรีย ทูอ์ และโครงการมาเลเซีย เอสเค408 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ G1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในขณะเดียวกัน ราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 20.2 จาก 44.0 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 2Q2568 เป็น 52.9 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 2Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 70,415 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,727 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.6 จาก 2Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 2Q2569 มีจำนวน 46,035 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 18,268 ล้านบาท หรือร้อยละ 65.8 จาก 2Q2568 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงส่วนใหญ่จากกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทย สหรักับค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุม

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น และกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพิ่มขึ้น ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับ ใน 2Q2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 1,100 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 96,139 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,052 ล้านบาท หรือร้อยละ 26.4 จาก 1Q2569 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 3.5 จาก 553,369 BOED ใน 1Q2569 เป็น 572,882 BOED ใน 2Q2569 โดยหลักจากโครงการในอ่าวไทย ได้แก่ โครงการ G2/61 โครงการอาทิติย์ โครงการ MTJDA แปลง B17-01 และโครงการคอนแทร็ค 4 ที่เร่งส่งก๊าซธรรมชาติสูงกว่าปริมาณการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดตามสัญญา (CDC) เพื่อสนับสนุนความต้องการพลังงานภายในประเทศ รวมทั้งจากโครงการในประเทศแอลจีเรีย และโครงการเอส 1 ที่มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ ในขณะเดียวกัน ราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 15.0 จาก 46.0 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 1Q2569 เป็น 52.9 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 2Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 70,415 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,857 ล้านบาท หรือร้อยละ 26.7 จาก 1Q2569 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 2Q2569 มีจำนวน 46,035 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,588 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.6 จาก 1Q2569 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น แม้ว่าค่าเสื่อมราคาเพิ่มขึ้นจากสินทรัพย์พร้อมใช้งานและปริมาณขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการเอส 1 และค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมที่เพิ่มขึ้น

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น ประกอบกับใน 2Q2569 มีกำไรจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน เนื่องจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวลดลง ในขณะที่มีผลขาดทุนจากราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้นใน 1Q2569

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 172,226 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 29,880 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.0 จาก 1H2568 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 13.9 จาก 494,552 BOED ใน 1H2568 เป็น 563,179 BOED ใน 1H2569 โดยหลักจากโครงการใหม่ที่เข้าร่วมลงทุนในปี 2568 รวมถึงโครงการในอ่าวไทยที่ส่งก๊าซธรรมชาติมากขึ้น และโครงการ G1/61 มีการขายน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น ในขณะที่เดียวกันราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 10.2 จาก 44.9 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 1H2568 เป็น 49.5 เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE ใน 1H2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 1H2569 มีจำนวน 125,973 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,004 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.0 จาก 1H2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1H2569 มีจำนวน 80,482 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 23,488 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.2 จาก 1H2568 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น รวมทั้งค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงตามกิจกรรมซ่อมบำรุงที่ลดลงของโครงการในอ่าวไทย สู่ที่กับค่าใช้จ่ายในการสำรวจปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นจากการตัดจำหน่ายหลุมในปี 2569

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น แม้ว่าขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมันเพิ่มขึ้น ตามราคาซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับ ใน 1H2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 1,100 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

2.2 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก

	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม (ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายเฉลี่ย (หน่วย: ล้านลิตร)	6,381	6,633	5,558	(12.9%)	(16.2%)	13,089	12,191	(6.9%)
ราคาเฉลี่ย (หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล)								
น้ำมันเบนซิน	78.4	95.9	125.1	59.6%	30.4%	81.6	110.5	35.4%
น้ำมันอากาศยาน	81.2	122.6	159.0	95.8%	29.7%	85.6	140.8	64.5%
น้ำมันดีเซล	82.7	121.7	159.1	92.4%	30.7%	87.0	140.4	61.4%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 206,210 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,920 ล้านบาท หรือร้อยละ 23.3 จาก 2Q2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายภาพรวมปรับลดลง 823 ล้านลิตร หรือร้อยละ 12.9 จาก 6,381 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 441,056 บาร์เรลต่อวัน ใน 2Q2568 เป็น 5,558 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 384,170 บาร์เรลต่อวัน ใน 2Q2569 รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 47 ล้านบาท ลดลง 4,517 ล้านบาท หรือร้อยละ 99.0 จาก 2Q2568 และขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 2Q2569 มีจำนวน 1,862 ล้านบาท ลดลงจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 2Q2568 จำนวน 4,567 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันดีเซลปรับลดลง อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม ตามปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวลดลง จากขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงานตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 206,210 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 29,713 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.8 จาก 1Q2569 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายภาพรวมปรับลดลง 1,075 ล้านลิตร หรือร้อยละ 16.2 จาก 6,633 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 463,569 บาร์เรลต่อวัน ใน 1Q2569 เป็น 5,558 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 384,170 บาร์เรลต่อวัน ใน 2Q2569 รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาลและการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 47 ล้านบาท ลดลงจาก 1Q2569 จำนวน 7,181 ล้านบาท หรือร้อยละ 99.3 และขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 2Q2569 มีจำนวน 1,862 ล้านบาท ลดลงจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 จำนวน 7,111 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินปรับลดลง รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีค่าใช้จ่ายดำเนินงานเพิ่มขึ้น จากค่าโฆษณาประชาสัมพันธ์

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวลดลง จากขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงานตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 382,707 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32,718 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.3 จาก 1H2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันในตลาดโลก แม้ว่าปริมาณขายปรับลดลง 898 ล้านลิตร หรือร้อยละ 6.9 จาก 13,089 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 454,857 บาร์เรลต่อวัน ใน 1H2568 เป็น 12,191 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 423,650 บาร์เรลต่อวัน ใน 1H2569 รวมถึงกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 1H2569 มีจำนวน 7,275 ล้านบาท ลดลง 3,836 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.5 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 1H2569 มีจำนวน 3,387 ล้านบาท ลดลง 4,075 ล้านบาท หรือร้อยละ 54.6 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Oil มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของน้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลปรับลดลง อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม ตามปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวลดลง จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น

2.3 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
Market GRM	4.6	13.1	16.2	>100.0%	23.7%	3.8	14.6	>100.0%
Inventory gain (loss) excl. NRV	(3.3)	16.9	(5.5)	(66.7%)	<(100.0%)	(1.3)	6.0	>100.0%
Hedging gain (loss)	-	(4.8)	(3.5)	<(100.0%)	27.1%	0.2	(4.1)	<(100.0%)
Accounting GRM	1.3	25.2	7.2	>100.0%	(71.4%)	2.7	16.5	>100.0%
Refinery Utilization rate* (%)	105.0%	105.5%	100.4%	(4.6%)	(5.1%)	104.4%	103.0%	(1.4%)

*จากโรงกลั่น 3 แห่ง คือ TOP GC และ IRPC

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อดัน	2Q2568	1Q2569	2Q2569	%เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	%เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
โอเลฟินส์								
Naphtha (MOPJ)	576	720	893	55.0%	24.0%	617	806	30.6%
HDPE	939	1,044	1,419	51.1%	35.9%	959	1,232	28.5%
LDPE	1,129	1,198	1,634	44.7%	36.4%	1,161	1,416	22.0%
LLDPE	963	1,027	1,358	41.0%	32.2%	991	1,192	20.3%
PP	960	1,050	1,399	45.7%	33.2%	992	1,225	23.5%
อะโรเมติกส์								
Condensate	566	680	858	51.6%	26.2%	604	769	27.3%
PX (TW)	808	1,006	1,165	44.2%	15.8%	835	1,085	29.9%
PX (TW) – Condensate	242	326	307	26.9%	(5.8%)	231	316	36.8%
BZ	727	842	1,032	42.0%	22.6%	801	937	17.0%
BZ – Condensate	161	162	174	8.1%	7.4%	197	168	(14.7%)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 397,207 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 96,172 ล้านบาท หรือร้อยละ 31.9 จาก 2Q2568 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ แม้ว่าปริมาณขายลดลงเนื่องจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่ม ปตท. ลดลง จากร้อยละ 105.0 ใน 2Q2568 เป็นร้อยละ 100.4 ใน 2Q2569 สำหรับธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน จากทั้งกลุ่มโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 2Q2569 มีจำนวน 45,152 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,949 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 2Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 34,086 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,876 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM ที่เพิ่มขึ้นจาก 4.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 2Q2568 เป็น 16.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 2Q2569 จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นทุกผลิตภัณฑ์ ขณะที่ปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้จะมีขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงและขาดทุนจากสต็อก

น้ำมันเพิ่มขึ้น (ใน 2Q2569 มีขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 2Q2568 มีขาดทุน 3.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มโอเลฟินส์ ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มอะโรเมติกส์ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX และ BZ กับวัตถุดิบ รวมทั้งปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 2Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ 2Q2568 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่า ใน 2Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 3,200 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2568 เป็นกำไรประมาณ 10,900 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 397,207 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 52,208 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.1 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น ตามราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ แม้ว่าปริมาณขายลดลง ตามปริมาณการผลิตที่ลดลงจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่ม ปตท. ลดลง จากร้อยละ 105.5 ใน 1Q2569 เป็นร้อยละ 100.4 ใน 2Q2569

ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยหลักจากกลุ่มโอเลฟินส์ ตามราคาขายผลิตภัณฑ์และปริมาณขายที่ปรับเพิ่มขึ้น สำหรับกลุ่มอะโรเมติกส์ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายผลิตภัณฑ์ BZ และ PX ปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 2Q2569 มีจำนวน 45,152 ล้านบาท ลดลง 22,764 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.5 และใน 2Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 34,086 ล้านบาท ลดลง 23,205 ล้านบาท หรือร้อยละ 40.5 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวลดลง จากขาดทุนจากสต็อกน้ำมันในไตรมาสนี้ (ใน 2Q2569 มีขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 1Q2569 มีกำไร 16.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) รวมทั้งปริมาณขายที่ลดลง ตามกล่าวข้างต้น แม้ว่า Market GRM เพิ่มขึ้นจาก 13.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1Q2569 เป็น 16.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 2Q2569 ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น รวมทั้งใน 2Q2569 มีการรับรู้ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงลดลง
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกลุ่มโอเลฟินส์ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบ ที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่กลุ่มอะโรเมติกส์มีผลการดำเนินงานลดลงจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบที่ลดลง

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 2Q2569 ปรับตัวลดลง เมื่อเปรียบเทียบกับ 1Q2569 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่ลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 2Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 3,200 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 เป็นขาดทุนประมาณ 5,500 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 742,206 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 130,833 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.4 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่นตามราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง ตามปริมาณการผลิตที่ลดลงจากมาตรการภาครัฐที่ระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นในกลุ่มปตท. ลดลงจากร้อยละ 104.4 ใน 1H2568 เป็นร้อยละ 103.0 ใน 1H2569

นอกจากนี้ ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มอะโรเมติกส์ ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ PX และ BZ ที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายปรับเพิ่มขึ้น สำหรับกลุ่มโพลิเอทิลีน มีรายได้เพิ่มขึ้น ตามราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์เม็ดพลาสติก PE และ PP ที่ปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1H2569 มีจำนวน 113,068 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 93,490 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 1H2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 91,377 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 93,847 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากขาดทุนจากการดำเนินงานจำนวน 2,470 ล้านบาท ใน 1H2568 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM เพิ่มขึ้นจาก 3.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1H2568 เป็น 14.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1H2569 ตามส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น และกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น (ใน 1H2569 มีกำไรจากสต็อกน้ำมัน 6.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 1H2568 มีขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 1.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) แม้ว่าขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกลุ่มอะโรเมติกส์ ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับวัตถุดิบและปริมาณขายที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งกลุ่มโพลิเอทิลีน ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น แม้ปริมาณขายลดลงตามกล่าวข้างต้น

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1H2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับ 1H2568 ตามกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 1H2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 8,700 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2568 เป็นกำไรประมาณ 10,700 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

2.4 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืน

	2Q2568	1Q2569	2Q2569	% เพิ่ม (ลด)		1H2568	1H2569	% เพิ่ม(ลด)
				YoY	QoQ			
ปริมาณขายไฟฟ้า (GWh)	5,120	3,603	5,103	(0.3%)	41.6%	9,747	8,706	(10.7%)
ปริมาณขายไอน้ำ (พันตัน)	3,227	3,629	3,697	14.6%	1.9%	6,570	7,326	11.5%

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 21,961 ล้านบาท ลดลง 8,439 ล้านบาท หรือร้อยละ 27.8 โดยหลักจากรายได้รวมของ PTTGM ลดลง จากที่ธุรกิจมีการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนใน Lotus Pharmaceutical Company Limited (Lotus) ตั้งแต่วันที่ไตรมาส 4 ปี 2568 (4Q2568) ประกอบกับรายได้รวมของ GPSC ลดลง จากรายได้ของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (Independent Power Producer: IPP) ตามปริมาณขายไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าศรีราชาลดลง เนื่องจากมีการจ่ายไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในเดือนพฤษภาคม 2568 รวมถึงค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) ของโรงไฟฟ้า Gheco-One ลดลงตามราคาถ่านหินที่ปรับตัวลดลง และรายได้ของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) ลดลงจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยจากค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) ที่ปรับตัวลดลง

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 4,879 ล้านบาท ลดลง 1,227 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.1 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 2Q2569 มีจำนวน 2,326 ล้านบาท ลดลง 566 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.6 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของ PTTGM ลดลง โดยหลักจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจตามกล่าวข้างต้น แม้ว่ากำไรขั้นต้นของ GPSC เพิ่มขึ้น จากค่าเชื้อเพลิงส่วนต่าง (Energy margin) ของโรงไฟฟ้า IPP ที่ปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากรายได้ค่าถ่านหินที่สามารถเรียกเก็บจาก กฟผ. ใกล้เคียงกับต้นทุนถ่านหินเฉลี่ยทางบัญชี

ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 2Q2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 2Q2568 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมฯ ของ GPSC ลดลง จากกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงลดลง จากการตีมูลค่าเงินกู้สกุลเหรียญสหรัฐ ตามการแข็งค่าของเงินดอลลาร์ได้ในวันใหม่ที่ลดลงเมื่อเทียบกับ 2Q2568

ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 21,961 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,124 ล้านบาท หรือร้อยละ 30.4 โดยหลักจากรายได้รวมของ GPSC เพิ่มขึ้น จากรายได้ของโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้นของโรงไฟฟ้า Gheco-One ที่สามารถรองรับการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. เต็มไตรมาสใน 2Q2569 ขณะที่ใน 1Q2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานควบคู่กับการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้าจำนวน 88 วัน รวมถึงรายได้ของโรงไฟฟ้า SPP เพิ่มขึ้นจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยตามค่า Ft ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับความต้องการไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้ากลุ่มอุตสาหกรรมเพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า รวมถึงอุปสงค์ของตลาดที่ปรับตัวดีขึ้น

EBITDA ใน 2Q2569 มีจำนวน 4,879 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,227 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.6 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 2Q2569 มีจำนวน 2,326 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,153 ล้านบาท หรือร้อยละ 98.3 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของ GPSC เพิ่มขึ้นจากโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงไฟฟ้า Gheco-One สามารถรองรับการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ. เต็มไตรมาส ใน 2Q2569 ขณะที่ใน 1Q2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานตามกล่าวข้างต้น รวมถึงโรงไฟฟ้าห้วยเหาะมีรายได้เพิ่มขึ้นตามการเรียกเก็บไฟฟ้าจาก กฟผ.

ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 2Q2569 เพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับ 1Q2569 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับมีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท ใน 1Q2569 ขณะที่ใน 2Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ผลการดำเนินงานครึ่งแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืน มีรายได้จากการขายจำนวน 38,798 ล้านบาท ลดลง 19,799 ล้านบาท หรือร้อยละ 33.8 โดยหลักจากรายได้รวมของ PTTGM ลดลง จากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจตามกล่าวข้างต้น รวมถึงรายได้รวมของ GPSC ลดลง จากรายได้ของโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง เนื่องจากใน 1H2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงาน และปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า Gheco-One จำนวน 88 วัน ประกอบกับรายได้ของโรงไฟฟ้าศรีราชาลดลง เนื่องจากมีการผลิตไฟฟ้าครบตามชั่วโมงที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2568

EBITDA ใน 1H2569 มีจำนวน 8,531 ล้านบาท ลดลง 4,179 ล้านบาท หรือร้อยละ 32.9 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1H2569 มีจำนวน 3,499 ล้านบาท ลดลง 2,842 ล้านบาท หรือร้อยละ 44.8 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของ PTTGM ลดลงจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจตามกล่าวข้างต้น แม้ว่ากำไรขั้นต้นของ GPSC เพิ่มขึ้น จากโรงไฟฟ้า SPP เนื่องจากส่วนต่างค่าเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นหลักจากต้นทุนก๊าซธรรมชาติและถ่านหินที่ลดลง แม้จะถูกชดเชยบางส่วนจากการปรับลดลงของค่า Ft ประกอบกับปริมาณขายไฟฟ้าและไอน้ำให้กับลูกค้ากลุ่มอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามแผนการดำเนินการผลิตของลูกค้า

ผลการดำเนินงานภาพรวมกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 1H2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 1H2568 โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 1H2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2568 รับรู้เป็นขาดทุนประมาณ 100 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ภาพรวมผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย

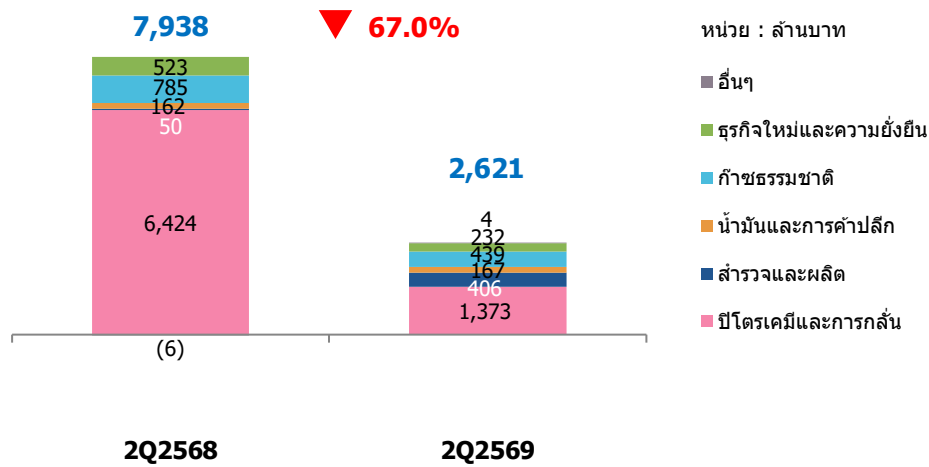
ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 2 ปี 2568

ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 830,389 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 2Q2568 จำนวน 153,635 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.7 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง รวมถึงกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ ตามราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น รวมถึงมีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นจากการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะและเหตุการณ์ดินสไลด์ รวมทั้งธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมเพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้า นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นตามราคาขายและปริมาณขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 2Q2569 มีจำนวน 156,302 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 75,757 ล้านบาท หรือร้อยละ 94.1 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM เพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายลดลง รวมถึงขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงและขาดทุนจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันประมาณ 21,700 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2568 มีผลขาดทุนประมาณ 7,200 ล้านบาท ประกอบกับธุรกิจปิโตรเคมีมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น ตามรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ย และปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากต้นทุนก๊าซฯ ปรับตัวเพิ่มขึ้นมากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง

ใน 2Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 45,800 ล้านบาท ลดลง 1,041 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.2 โดยหลักจาก PTTGM จากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนใน Lotus และ PTTEP ตามการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 2Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,621 ล้านบาท ลดลง 5,317 ล้านบาท หรือร้อยละ 67.0 โดยหลักจาก ใน 2Q2568 TOP มีกำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมในประเทศ สิงคโปร์

ใน 2Q2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 4,031 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,038 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 2Q2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1,321 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,372 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า (ใน 2Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 0.45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 2Q2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 1.37 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 2Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภายใต้ตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุน ประมาณ 1,400 ล้านบาท ขณะที่ใน 2Q2568 เป็นกำไรประมาณ 4,300 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ต้นทุนทางการเงินใน 2Q2569 มีจำนวน 8,738 ล้านบาท ลดลง 1,824 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.3 โดยหลักจาก GC และ TOP จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 2Q2569 มีจำนวน 28,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,856 ล้านบาท หรือร้อยละ 92.9 โดยหลักจาก PTTEP GC และ ปตท. ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 52,525 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30,992 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากกำไรสุทธิจำนวน 21,533 ล้านบาท ใน 2Q2568

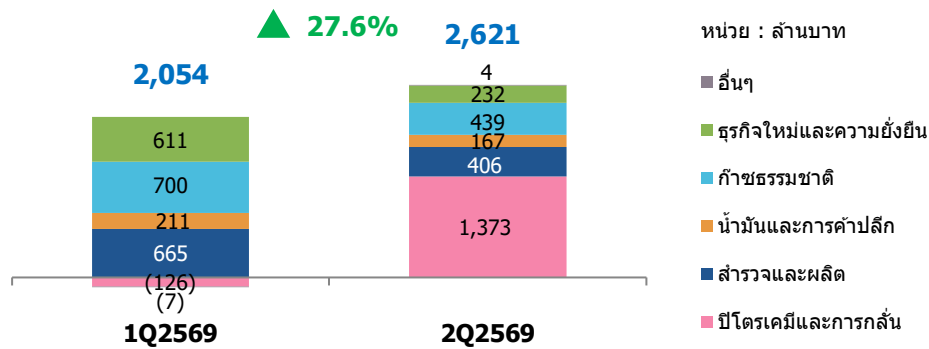
ผลการดำเนินงานไตรมาส 2 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2569

ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 830,389 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 1Q2569 จำนวน 111,660 ล้านบาท หรือร้อยละ 15.5 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง รวมถึงกลุ่มธุรกิจก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับเพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายก๊าซ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้าตามความต้องการใช้ไฟที่เพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล ในส่วนของธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซ ลดลง โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่ลดลง

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 2Q2569 มีจำนวน 156,302 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 40,423 ล้านบาท หรือร้อยละ 34.9 จาก 1Q2569 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามปริมาณและราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้น อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น แม้ว่าปริมาณขายรวมลดลงตามกล่วข้างต้น ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่าย C-day ใน 1Q2569 ขณะที่ไตรมาสนี้ไม่มีรายการดังกล่าว อย่างไรก็ตาม ต้นทุนก๊าซ ปรับตัวเพิ่มขึ้น มากกว่าราคาขายเฉลี่ยกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นตามราคาอ้างอิง ในขณะที่กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น มีกำไรจากสต็อกน้ำมันลดลง โดยใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันประมาณ 21,700 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 มีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท รวมทั้งปริมาณขายที่ลดลง แม้ว่า Market GRM เพิ่มขึ้นตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น ประกอบกับใน 2Q2569 มีการรับรู้ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงลดลง

ใน 2Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 45,800 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,788 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.0 โดยหลักจาก PTTEP ตามสินทรัพย์พร้อมใช้งานและปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 2Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,621 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 567 ล้านบาท หรือร้อยละ 27.6 จาก 1Q2569 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วมของกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่นเพิ่มขึ้น

ใน 2Q2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 4,031 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,133 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 2Q2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 1,321 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,442 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินกู้ยืมและลูกหนี้สกุลเงินเหรียญสหรัฐ ประกอบกับผลกำไรอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินฝากสกุลเงินเหรียญสหรัฐลดลง ตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า (ใน 2Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 0.45 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 1Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 1.25 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 2Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภายใต้ตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 1,400 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 เป็นขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ต้นทุนทางการเงินใน 2Q2569 มีจำนวน 8,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 499 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.1 จาก 1Q2569 โดยหลักจากดอกเบี้ยจ่ายเงินกู้ของ PTTT และ PTT Tank เพิ่มขึ้น

ภาษีเงินได้ใน 2Q2569 มีจำนวน 28,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,903 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.5 โดยหลักจาก PTTEP และ GC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 2Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 52,525 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26,787 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 จากกำไรสุทธิจำนวน 25,738 ล้านบาท ใน 1Q2569

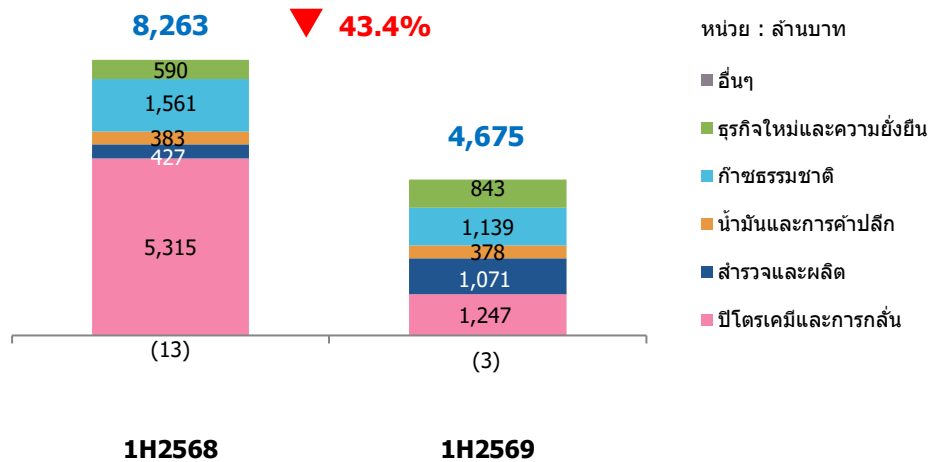
ผลการดำเนินงานครึ่งปีแรกของปี 2569 เปรียบเทียบกับช่วงเดียวกันของปี 2568

ใน 1H2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 1,549,118 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 1H2568 จำนวน 172,141 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.5 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก จากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง ในส่วนของกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ตามปริมาณขายและราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น รวมถึงกลุ่มธุรกิจก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง และปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซ เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น ในส่วนของธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายก๊าซ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้า ตามความต้องการใช้ไฟฟ้าโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น รวมถึงมีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซ เป็นเชื้อเพลิง เพิ่มขึ้นจากการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะและเหตุการณ์ดินสไลด์

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 1H2569 มีจำนวน 272,181 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 97,136 ล้านบาท หรือร้อยละ 55.5 จาก 1H2568 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น โดยใน 1H2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรจากสต็อกน้ำมันประมาณ 24,300 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2568 มีผลขาดทุนประมาณ 5,700 ล้านบาท แม้ว่าขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น ในส่วนของธุรกิจปิโตรเคมีปรับตัวเพิ่มขึ้นเช่นกัน ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้โรงแยกก๊าซ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซ ในอ่าว ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น และปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้นตามกล่วข้างต้น

ใน 1H2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 87,812 ล้านบาท ลดลง 3,829 ล้านบาท หรือร้อยละ 4.2 โดยหลักจาก PTTEP ตามการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน

ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 1H2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 4,675 ล้านบาท ลดลง 3,588 ล้านบาท หรือร้อยละ 43.4 จาก 1H2568 โดยหลักจากใน 1H2568 TOP มีกำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมในประเทศสิงคโปร์

ใน 1H2569 มีกำไรจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงินจำนวน 2,929 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,869 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 1H2569 มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 200 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 13,758 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่าลง (ใน 1H2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 1.70 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 1H2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 1.43 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 1H2569 การรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 4,300 ล้านบาท ขณะที่ใน 1H2568 เป็นกำไรประมาณ 4,100 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

ต้นทุนทางการเงินใน 1H2569 มีจำนวน 16,977 ล้านบาท ลดลง 4,570 ล้านบาท หรือร้อยละ 21.2 โดยหลักจาก GC ตามดอกเบี้ยเงินกู้และหุ้นกู้ลดลง จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 1H2569 มีจำนวน 52,647 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,654 ล้านบาท หรือร้อยละ 69.9 โดยหลักจาก PTTEP TOP และ IRPC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

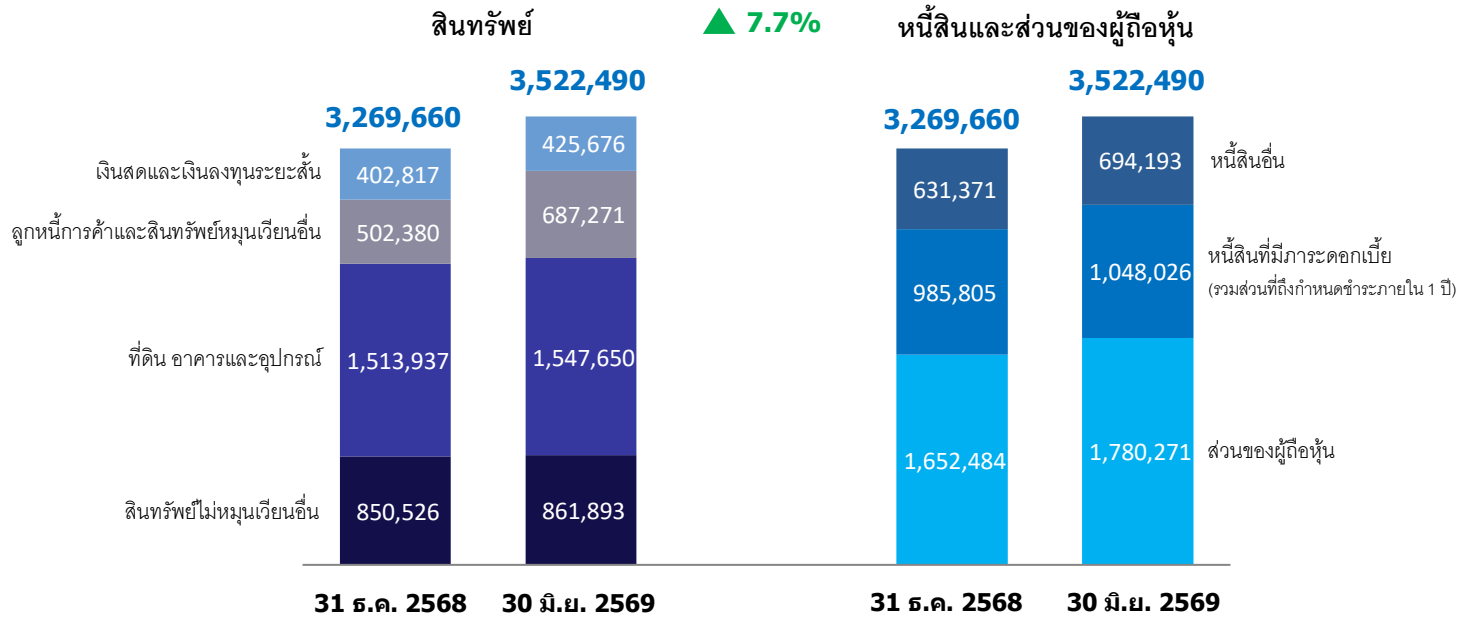
จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 1H2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 78,263 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 33,415 ล้านบาท หรือร้อยละ 74.5 จากกำไรสุทธิจำนวน 44,848 ล้านบาท ใน 1H2568

วิเคราะห์ฐานะการเงิน ปตท. และบริษัทย่อย

ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2569 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568



หน่วย : ล้านบาท



สินทรัพย์

ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,522,490 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 252,830 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 เป็นผลมาจาก

: เงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 22,859 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.7 โดยหลักจากเงินสดรับจากการดำเนินงาน สุทธิกับการจ่ายลงทุนจาก PTTEP และการจ่ายปันผล ขณะที่เงินลงทุนระยะสั้นลดลง

: ลูกหนี้การค้าและสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 184,891 ล้านบาท หรือร้อยละ 36.8 สาเหตุหลักมาจาก

- สินค้าคงเหลือและลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 70,068 ล้านบาท และจำนวน 46,166 ล้านบาท ตามลำดับ จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณเพิ่มขึ้น
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 68,657 ล้านบาท โดยหลักจากเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างรับและเงินวางหลักประกัน (Margin call) เพิ่มขึ้น

: ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 33,713 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.2 โดยหลักจากโครงการลงทุนของ PTTEP และ TOP สุทธิกับค่าเสื่อมราคาสำหรับงวด และการด้อยค่าสินทรัพย์ของ GC

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 11,367 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.3 โดยหลักจากเงินลงทุนระยะยาว จากผลต่างการแปลงค่าทางการเงินและส่วนแบ่งกำไรในการร่วมค้าและบริษัทร่วม ประกอบกับค่าความนิยมเพิ่มขึ้น จากผลต่างการแปลงค่าทางการเงิน

หนี้สิน

ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,742,219 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 125,043 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นจำนวน 62,221 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.3 โดยหลักจากการกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวของ GC PTT TANK และ PTTEP รวมถึงผลต่างการแปลงค่าทางการเงิน ขณะที่ลดลงโดยหลักจากการชำระหนี้ระยะยาวของ TOP IRPC และ GC

: หนี้สินอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 62,822 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.0 โดยหลักจากเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณ และหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก PTTT PTTT USA และ TOP ประกอบกับประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนระยะยาวและหนี้สินภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 มิ.ย. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,780,271 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 127,787 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.7 โดยหลักจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิ.ย. 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อยที่มีกำไรจำนวน 78,263 ล้านบาท สุทธิกับเงินปันผลจ่าย 39,654 ล้านบาท ประกอบกับผลต่างการแปลงค่าทางการเงินและส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม รวมถึงการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP

สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับงวดหกเดือนสิ้นสุดวันที่ 30 มิ.ย. 2569 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 38,797 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวดจำนวน 346,817 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 385,614 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	101,203
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(64,083)
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน	(8,350)
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	7,149
ผลต่างจากการแปลงค่าทางการเงิน	3,019
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ถูกจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย	(141)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	38,797
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	346,817
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	385,614

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 101,203 ล้านบาท โดยมาจากกำไรก่อนภาษีเงินได้จำนวน 172,227 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการที่ไม่ใช่เงินสดจำนวน 123,974 ล้านบาท ซึ่งรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่ ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 87,812 ล้านบาท ต้นทุนทางการเงินจำนวน 16,977 ล้านบาท ค่าเผื่อการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือจำนวน 14,426 ล้านบาท และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 11,524 ล้านบาท สำหรับรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลง ได้แก่ ดอกเบี้ยรับ 5,867 ล้านบาท ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 4,675 ล้านบาท กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้จำนวน 2,483 ล้านบาท และปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลงจำนวน 159,595 ล้านบาท ขณะที่เงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 35,403 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 64,083 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายสุทธิสำหรับลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่ารวมจำนวน 94,008 ล้านบาท โดยหลักจากการลงทุนของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับโครงการ G1/61 โครงการ G2/61 และโครงการสัมปทานกาซา รวมถึงการลงทุนของ TOP ในโครงการ CFP

: เงินสดรับสุทธิจากเงินลงทุนระยะสั้นจำนวน 18,878 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. OR และ TOP

: เงินสดรับจากเงินปันผลและดอกเบี้ยจำนวน 8,188 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. PTTEP และ GC

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 8,350 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินปันผลจ่ายจำนวน 50,813 ล้านบาท โดยหลักจาก ปตท. PTTEP และ TOP

: เงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 15,926 ล้านบาท โดยหลักจาก GC PTTEP และ TOP

: เงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP จำนวน 18,902 ล้านบาท

: เงินสดรับสุทธิจากการกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวจำนวน 40,406 ล้านบาท โดยหลักจาก PTT TANK และ GC

อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	1H2568	1H2569
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	9.99	19.71
อัตรากำไรสุทธิ	%	4.43	7.72
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	7.99	19.64
<u>กำไรสุทธิต่อหุ้น</u>			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	1.57	2.76

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	31 ธ.ค. 68	30 มิ.ย. 69
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	1.60	1.53
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.08	0.93
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.60	0.59

หมายเหตุ:

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

แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจในไตรมาสที่ 3 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกในไตรมาสที่ 3 ปี 2569 (3Q2569) มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่องตามการลงทุนด้านเทคโนโลยีและ AI ที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ยังคงเผชิญแรงกดดันสำคัญจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่มีความผันผวนสูง ซึ่งสะท้อนผ่านราคาพลังงานที่ปรับลดลงชั่วคราว จากความคาดหวังว่าปริมาณน้ำมันลอยลำในอ่าวเปอร์เซียจะสามารถกลับเข้าสู่ตลาดได้อย่างรวดเร็ว หลังจากมีการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน เมื่อกลางเดือนมิถุนายน 2569 ก่อนราคาปรับเพิ่มขึ้นอีกครั้งจากข้อพิพาทเรื่องเส้นทางเดินเรือพาณิชย์ และเหตุปะทะกันระลอกใหม่ในเดือนกรกฎาคม 2569 บริเวณช่องแคบฮอร์มุซ สำหรับปัจจัยอื่นๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโลกยังคงต้องเฝ้าติดตามใกล้ชิด รวมถึงนโยบายจัดเก็บภาษีสินค้านำเข้าเพิ่มเติมของสหรัฐฯ การดำเนินนโยบายการเงินที่เข้มงวดของธนาคารกลางสำคัญของประเทศเศรษฐกิจขนาดใหญ่ วิกฤตอสังหาริมทรัพย์ที่ยืดเยื้อในจีน และความเสี่ยงจากการปรับฐานของราคาสินทรัพย์และหุ้นกลุ่มเทคโนโลยี

ตามรายงานของ S&P Global ณ เดือนกรกฎาคม 2569 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2569 คาดว่าจะลดลง 2.1 MMB/D ไปอยู่ที่ระดับ 103.9 MMB/D ท่ามกลางการชะงักงันของการขนส่งและห่วงโซ่อุปทานพลังงาน จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางและการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้ตลาดน้ำมันอยู่ในภาวะตึงตัวและราคาพลังงานปรับตัวสูงขึ้น กดดันการใช้น้ำมันในหลายภาคส่วน โดยเฉพาะภาคปิโตรเคมี ภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งสินค้า ทั้งนี้ แม้ว่าการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในช่วงกลางเดือนมิถุนายน 2569 จะช่วยให้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซเริ่มกลับมาฟื้นตัว แต่ภายหลังจากการยกเลิกข้อตกลงดังกล่าวและการกลับมาของความตึงเครียดในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ความเสี่ยงด้านอุปทานยังคงอยู่ อย่างไรก็ตาม การเพิ่มกำลังการผลิตของผู้ผลิตรายสำคัญ ประกอบกับการปรับตัวของผู้ประกอบการผ่านการปรับเปลี่ยนเส้นทางขนส่ง และการฟื้นตัวของ การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ อาจส่งผลให้อุปทานน้ำมันในตลาดโลกปรับเพิ่มขึ้นในช่วงที่เหลือของปี ทั้งนี้ ภายใต้สมมติฐานดังกล่าว คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2569 จะเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 78-88 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 16.7-17.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์สะท้อนผลของ risk premium ในตลาดผลิตภัณฑ์น้ำมันที่อยู่ในระดับสูงจากความกังวลด้านอุปทาน อย่างไรก็ตาม ต้นทุนการจัดหาน้ำมันดิบของโรงกลั่นทั้งส่วนเพิ่มราคาน้ำมันดิบ ค่าขนส่ง และค่าประกันภัย อาจปรับสูงขึ้นมากกว่าที่สะท้อนผ่านราคาน้ำมันดิบดูไบอ้างอิง ส่งผลให้ค่าการกลั่นสุทธิที่โรงกลั่นได้รับจริงอาจต่ำกว่าค่าการกลั่นอ้างอิงของตลาด

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีทั้งโอเลฟินส์และอะโรเมติกส์ใน 3Q2569 มีรายละเอียดดังนี้

- ราคากลุ่มผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ใน 3Q2569 มีแนวโน้มปรับตัวลดลง โดยคาดว่าราคา HDPE และ PP จะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 936 – 1,036 เหรียญสหรัฐต่อดัน และ 924 – 1,024 เหรียญสหรัฐต่อดัน ตามลำดับ จากการปรับลดลงของราคาน้ำมันดิบและเนฟทา ตามการฟื้นตัวชั่วคราวของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ นอกจากนี้ ตลาดยังได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการกลับมาเดินเครื่องของผู้ผลิตรายใหญ่ในภูมิภาค ได้แก่ PRefChem Petronas ในมาเลเซีย และ Chandra Asri ในอินโดนีเซีย รวมถึงการส่งออกจากจีนและสินค้าจากสหรัฐฯ ที่ยังไหลเข้าสู่ตลาดเอเชียอย่างต่อเนื่อง ขณะที่ความต้องการใช้ในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ยังคงอ่อนแอ ส่งผลให้การแข่งขันด้านราคามีแนวโน้มรุนแรงขึ้น อย่างไรก็ตาม การลดลงของการส่งออกจากจีนจากส่วนต่างราคาที่แคบลง และต้นทุนวัตถุดิบของผู้ผลิต PDH ที่ยังอยู่ในระดับสูง จะช่วยบรรเทาภาวะอุปทานส่วนเกินได้บางส่วน

- **ราคากลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์** ใน 3Q2569 คาดว่าราคา BZ มีแนวโน้มปรับตัวลดลง เคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 742 – 842 เหรียญสหรัฐต่อดัน ตามต้นทุนวัตถุดิบที่อ่อนตัวลงและอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการกลับมาเดินเครื่องของโรงงานอะโรเมติกส์ซึ่งทำให้ปริมาณไพโรไลซิสแก๊สโซลีน (Pygas) เพิ่มขึ้น ขณะที่ความต้องการจากอุตสาหกรรมพลาสติก โดยเฉพาะ Styrene Monomer และ Phenol ยังคงอ่อนตัว อย่างไรก็ตาม ระดับสินค้าคงคลังในประเทศจีนที่ยังอยู่ในระดับต่ำจะช่วยจำกัดการปรับลดของราคา ขณะที่ราคา PX คาดว่าจะอ่อนตัวลงเช่นกัน โดยเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 880 - 980 เหรียญสหรัฐต่อดัน ตามต้นทุนแนฟทาที่ลดลงและความต้องการจากอุตสาหกรรมโพลีเอสเตอร์ที่ชะลอตัวตามฤดูกาล แม้ว่าตลาดจะยังได้รับแรงสนับสนุนจากการปิดซ่อมบำรุงและการเลื่อนการเริ่มเดินเครื่องของผู้ผลิตบางราย รวมถึงความต้องการใช้น้ำมันเบนซินในสหรัฐฯ ที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูขับที่ ซึ่งช่วยพยุงราคาอะโรเมติกส์ในช่วงไตรมาสดังกล่าว

ราคาโพรเพน (C3) ใน 3Q2569 มีแนวโน้มปรับตัวลดลงจาก 2Q2569 โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 545–645 เหรียญสหรัฐต่อดัน โดยได้รับแรงกดดันจากการส่งออก LPG จากสหรัฐฯ ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณสำรองคงคลังในสหรัฐฯ ที่ยังอยู่ในระดับสูง อีกทั้งตลาดมีความคาดหวังว่าการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยกลับเข้าสู่ภาวะปกติ จากการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในช่วงกลางเดือนมิถุนายน 2569 แม้ต่อมามีความตึงเครียดในตะวันออกกลางกลับมาปะทุขึ้น หลังเกิดเหตุโจมตีเรือบรรทุกน้ำมันของสหรัฐฯ ในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม ยังคงเพิ่มความเสี่ยงด้านอุปทาน ประกอบกับความต้องการสะสมสินค้าคงคลังก่อนเข้าสู่ฤดูหนาว ช่วยจำกัดการปรับลดของราคา

ราคา Spot LNG ใน 3Q2569 มีแนวโน้มทรงตัวใกล้เคียงกับ 2Q2569 โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบประมาณ 16.0–18.0 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู โดยมีปัจจัยกดดันจากความคาดหวังว่าการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยฟื้นตัวภายหลังการลงนามบันทึกความเข้าใจ (MoU) ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในช่วงกลางเดือนมิถุนายน 2569 ประกอบกับการกำลังการผลิตในสหรัฐฯ และออสเตรเลียที่กลับเข้าสู่ระบบ และภาวะวางเรือที่มีแนวโน้มลดลง อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ไฟฟ้าในช่วงฤดูร้อนของเอเชีย การเร่งเติมคลังก๊าซของยุโรปจากระดับสินค้าคงคลังที่ยังต่ำ รวมถึงความตึงเครียดในตะวันออกกลางที่กลับมาปะทุขึ้นในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม คาดว่าจะช่วยจำกัดการปรับลดของราคา

เศรษฐกิจไทย ใน 3Q2569 มีแนวโน้มขยายตัวในระดับใกล้เคียงกับ 2Q2569 โดยมีปัจจัยสนับสนุนหลักจากมาตรการกระตุ้นการบริโภคของรัฐบาล และการเร่งเบิกจ่ายงบประมาณก่อนสิ้นปีงบประมาณ ประกอบกับการใช้จ่ายภาครัฐที่ต่ำกว่าช่วงการเปลี่ยนผ่านรัฐบาลในปีก่อน สำหรับภาคการท่องเที่ยวคาดว่าจะทยอยฟื้นตัว ตามการกลับมาของนักท่องเที่ยวจีน และตะวันออกกลางเป็นสำคัญ ในส่วนของภาคการส่งออกสินค้าคาดว่าจะขยายตัวอย่างต่อเนื่องตามกระแสความต้องการเทคโนโลยีที่ขับเคลื่อนด้วย AI ในตลาดโลก ขณะที่สินค้าส่งออกกลุ่มอื่นๆ คาดว่าจะได้รับแรงกดดันต่อเนื่องจากปัญหาด้านความสามารถในการแข่งขัน และอาจถูกกดดันเพิ่มเติมจากการบังคับใช้มาตรการภาษีศุลกากรภายใต้มาตรา 301 ของสหรัฐฯ ต่อสินค้าไทยในอัตราร้อยละ 12.5 แทนอัตราภาษีนำเข้าเดิมที่ร้อยละ 10.0 ภายใต้มาตรา 122 โดยมีผลบังคับใช้ในวันที่ 24 ก.ค. 2569 สำหรับสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง แม้ยังมีความไม่แน่นอนสูง แต่ผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจไทย คาดว่าจะไม่รุนแรงเท่ากับช่วงก่อนหน้านี้ ตามการปรับตัวของภาคเอกชน ทั้งในด้านการบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทานและการควบคุมต้นทุนการผลิตที่มีประสิทธิภาพมากขึ้น

แผนงานและโครงการที่สำคัญ

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ : ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ความคืบหน้าโครงการ ณ 30 มิ.ย. 2569

- ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย - โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 99.11 (รวมการก่อสร้างทั้ง 3 ส่วน)
- ระบบท่อส่งก๊าซฯ บางปะกงไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 95.52

โครงการก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 7 (GSP#7)

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

โครงการ LNG

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

ความคืบหน้าโครงการ ณ 30 มิ.ย. 2569

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

การก่อสร้างระยะที่ 2: งานก่อสร้าง LNG Terminal (Superstructure Work) โครงการได้เริ่มก่อสร้างเมื่อวันที่ 17 พ.ย. 2568 แล้วเสร็จร้อยละ 26.73

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	

หมายเหตุ: TD: Tumdown (ลดกำลังการผลิต)

TA: Turnaround (หยุดการผลิตเพื่อซ่อมบำรุงใหญ่ตามแผน)

ภาคผนวก

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

ธุรกิจก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย หน่วยธุรกิจก๊าซธรรมชาติ บริษัท ปตท. จำกัด ก๊าซธรรมชาติ 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 โซลูชันส์ จำกัด (PTTES) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

ธุรกิจอื่น ๆ ประกอบด้วย บริษัท บีซีเนส เซอร์วิส เซส อัลไลแอนซ์ จำกัด (BSA) PTT Green Energy Pte. Ltd. (PTTGE) บริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT TCC) บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี่ รีซอร์สเซส จำกัด (PTTER) บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด (EnCo) บริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชัน จำกัด (PTT DIGITAL) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

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

ภาคผนวก

ข้อมูลรายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สรุปรายการตามสัดส่วนของ ปตท. ส่วนใหญ่ สำหรับงวด 2Q2569 เปรียบเทียบกับ 2Q2568 และ 1Q2569 และ 1H2569 เปรียบเทียบกับ 1H2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจ	รายการ	2Q2568	1Q2569	2Q2569	1H2568	1H2569
ธุรกิจสำรวจและผลิต	การตัดจำหน่ายสินทรัพย์ของโครงการเม็กซีโก แปลง 29 (2.4) ของ PTTEP	~ (800)			~ (800)	
ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น	(ขาดทุน)/กำไรรายการจากการด้อยค่าสินทรัพย์ Vencorex ของ GC				~ 100	
	กำไรจากผลต่างสุทธิจากการสิ้นสุดการเป็นบริษัท ย่อยกลุ่มบริษัท Vencorex ของ GC (Deconsolidation)	~ 900			~ 900	
	ขาดทุนจากการประมาณค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินงานธุรกิจของบริษัท PTTMCC ของ GC		~ (800)			~ (800)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCP ของ GC		~ (1,700)			~ (1,700)
	ขาดทุนจากการประมาณการค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินงานธุรกิจของบริษัท GCP ของ GC			~ (900)		~ (900)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCA LLC ของ GC		~ (700)			~ (700)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ GC			~ (100)		~ (100)
	กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ของ TOP	~ 1,000	~ 900		~ 1,000	~ 900
	กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมของ TOP	~ 3,400			~ 3,400	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่อยู่ระหว่างก่อสร้าง CFP ของ TOP			~ (400)		~ (400)
	(ขาดทุน)/กำไรรายการจากการด้อยค่าเงินลงทุนในบริษัท UCHA ของ IRPC				~ 200	
	ส่วนแบ่งขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท UCHA ของ IRPC				~ (400)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท Innopolymed ของ IRPC	~ (100)			~ (100)	
	ค่าใช้จ่ายตอบแทนส่วนแบ่งกำไรสำหรับการบริหารการลงทุนและสร้างมูลค่าเพิ่มของ PTTGM				~ (200)	
ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ PTTGM		~ (500)			~ (500)
	กำไรจากการปรับโครงสร้าง Horizon Plus ของ PTTGM				~ 100	