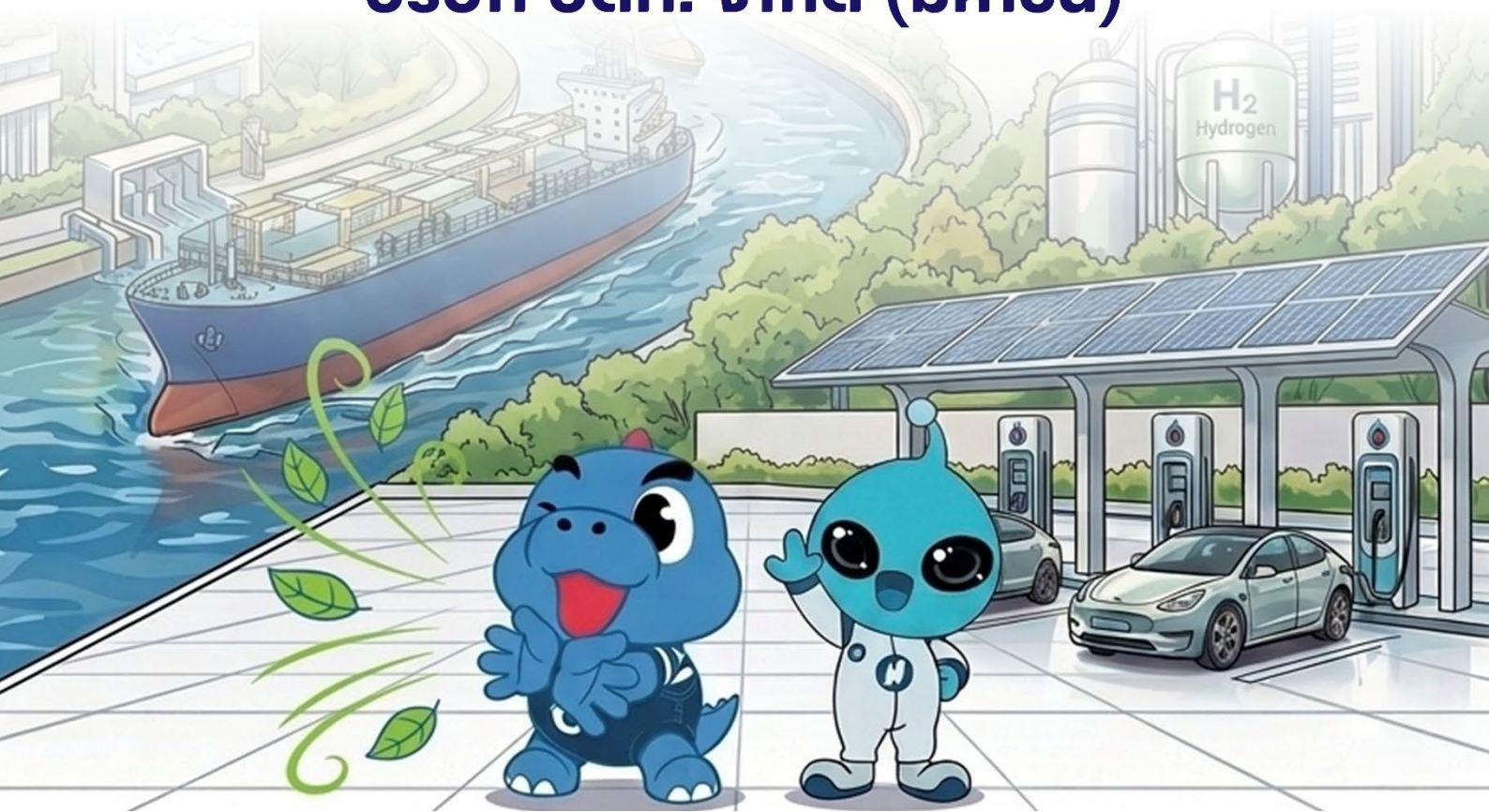


# คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการ

## MD&A 1Q2569

### บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)



## คำอธิบายและวิเคราะห์ของฝ่ายจัดการสำหรับผลการดำเนินงานไตรมาส 1 สิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2569

**บทสรุปผู้บริหาร**

หน่วย : ล้านบาท	1Q2568	4Q2568	1Q2569	% เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
ยอดขาย	700,223	638,479	718,729	2.6%	12.6%
EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง	94,500	77,621	115,879	22.6%	49.3%
กำไรสุทธิ	23,315	25,534	25,738	10.4%	0.8%
กำไรสุทธิต่อหุ้น (บาท/หุ้น)	0.81	0.89	0.91	12.3%	2.2%
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	76.9	63.8	86.3	12.2%	35.3%

แม้ว่าเศรษฐกิจโลกในไตรมาส 1 ปี 2569 (1Q2569) ขยายตัวต่อเนื่องจากไตรมาส 4 ปี 2568 (4Q2568) ภาพรวมเศรษฐกิจและตลาดพลังงานโลกยังคงเผชิญกับความไม่แน่นอนจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพด้านอุปทานพลังงานและความผันผวนของราคาน้ำมันในตลาดโลก โดยราคาน้ำมันดิบดูไบ ณ 1Q2569 ปิดที่ 121.10 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจากใน 4Q2568 ที่ปิดที่ 61.57 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ค่าเงินบาทเฉลี่ยแข็งค่าขึ้นเมื่อเทียบกับในไตรมาส 1 ปี 2568 (1Q2568) โดยใน 1Q2568 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 34.1 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 1Q2569 ค่าเงินบาทเฉลี่ยอยู่ที่ 31.8 บาทต่อเหรียญสหรัฐ

ภายใต้สถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่เริ่มขึ้นตั้งแต่ปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 ปตท. ได้ติดตามและบริหารจัดการความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างใกล้ชิด โดยมีการจัดตั้งศูนย์บริหารเหตุการณ์ (PTT ICS) และประสานงานกับบริษัทในกลุ่มและหน่วยงานของรัฐ พร้อมทั้งปรับแผนการจัดหาน้ำมันดิบเพิ่มเติมจากแหล่งนอกพื้นที่ความขัดแย้ง ทำให้สามารถเดินเครื่องหน่วยผลิตน้ำมันสำเร็จรูป สารปิโตรเคมีและไฟฟ้าได้เต็มที่ เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศและรักษาความมั่นคงทางพลังงานในช่วงที่ตลาดโลกอยู่ในภาวะตึงตัว อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้นยังส่งผลกระทบต่อกลุ่ม ปตท. มีภาระด้านสภาพคล่องและต้นทุนทางการเงินที่เพิ่มขึ้น จากหลักประกันในการจัดซื้อน้ำมันดิบ (Margin Call) เงินทุนหมุนเวียนในการจัดหาน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ รวมถึงเงินค้างชำระจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งสะท้อนถึงบทบาทของ ปตท. ในการรักษาเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ แม้ต้องเผชิญกับต้นทุนและความผันผวนที่เพิ่มขึ้นในระยะสั้น

อย่างไรก็ตาม ปตท. ยังคงดำเนินโครงการสำคัญต่างๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อยกระดับผลการดำเนินงาน (Performance Uplift) ร่วมกันในกลุ่ม ผ่านโครงการ MissionX พร้อมทั้งขับเคลื่อน Digital Transformation ผ่านโครงการ AXIS โดยมุ่งเน้นการนำ Digital Tools และ AI มาใช้ในการทำงานอย่างคุ้มค่า นอกจากนี้ ยังเดินหน้าเสริมความร่วมมือด้าน Supply Chain และ Marketing ทั้งในและต่างประเทศผ่านโครงการ P1 และ D1 ควบคู่กับการดำเนินงานด้าน Financial Excellence (F1) เพื่อรักษาวินัยทางการเงินและบริหารสภาพคล่องกระแสเงินสดของกลุ่ม ปตท. อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจะเป็นรากฐานสำคัญในการสนับสนุนการเติบโตอย่างยั่งยืนและสร้างผลตอบแทนที่ดีแก่ผู้ถือหุ้นในระยะยาว

เป็นผลให้ปตท. และบริษัทย่อยยังคงมีผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง โดยมีรายละเอียดดังนี้

ใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA) รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 115,879 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,379 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.6 จากใน 1Q2568 ที่จำนวน 94,500 ล้านบาท โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจากค่าการกลั่นอ้างอิงตลาด (Market GRM) และปริมาณขายเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรตอกน้ำมันสุทธิต่กับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับของสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท ขณะที่

ใน 1Q2568 มีผลกำไรประมาณ 1,500 ล้านบาท ประกอบกับธุรกิจปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคามลทินภัณฑ์กับวัตถุดิบ และปริมาณขายของกลุ่มอะโรเมติกส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ **กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น อีกทั้ง **กลุ่มธุรกิจก๊าซ** มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 และปริมาณขายรวมที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงจากอัตราแลกเปลี่ยน เนื่องจากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นใน 1Q2569 ประกอบกับราคาปิโตรเคมีที่ใช้อ้างอิงส่วนใหญ่ปรับลดลง อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซ (C-day) ใน 1Q2569 โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อย มีกำไรสุทธิจำนวน 25,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,423 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.4 จากใน 1Q2568 ที่จำนวน 23,315 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ใน 1Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นผลขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ในบริษัท จีซี โพลีเอทิลีน จำกัด (GCP) ของบริษัท พีทีที โกลบอล เคมิคอล จำกัด (มหาชน) (GC) ประกอบกับใน 1Q2568 รับรู้เป็นผลขาดทุนประมาณ 200 ล้านบาท โดยหลักจากส่วนแบ่งผลขาดทุนจากการด้อยค่าสุทธิกับการกลับรายการด้อยค่าเงินลงทุนของบริษัท อูเบะ เคมิคอลส์ (เอเชีย) จำกัด (มหาชน) (UCHA) ของบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) (IRPC)

ใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมี EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยง จำนวน 115,879 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,258 ล้านบาท หรือร้อยละ 49.3 จากใน 4Q2568 ที่จำนวน 77,621 ล้านบาท โดยหลักจาก**กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น** โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และปริมาณขายเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรสต็อกน้ำมัน สุทธิกับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับของสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท ขณะที่ใน 4Q2568 มีผลขาดทุนประมาณ 8,200 ล้านบาท รวมถึงธุรกิจปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคามลทินภัณฑ์กับวัตถุดิบ และปริมาณขายของกลุ่มอะโรเมติกส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับ**กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม**มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าเสื่อมราคาลดลง นอกจากนี้ **กลุ่มธุรกิจก๊าซ** มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ ใหม่ รวมถึงปริมาณขายรวมและราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานลดลงจากรายได้ที่ลดลงตามปริมาณการจองและการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569 ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซ (C-day) ใน 1Q2569 โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 25,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 204 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.8 จากใน 4Q2568 ที่จำนวน 25,534 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ใน 1Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท โดยหลักจากการขาดทุนจากการด้อยค่าของสินทรัพย์ ใน GCP ของ GC ขณะที่ใน 4Q2568 รับรู้เป็นกำไรประมาณ 9,300 ล้านบาท โดยหลักจากกำไรจากการจำหน่ายและเปลี่ยนแปลงสถานะของเงินลงทุนใน Lotus Pharmaceutical Company Limited (Lotus) ของบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

ณ 31 มีนาคม 2569 ฐานะการเงินของ ปตท. และบริษัทย่อย มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,583,216 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 313,556 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.6 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีสินทรัพย์รวมจำนวน 3,269,660 ล้านบาท โดยหลักจากสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น จากเงินวางหลักประกัน (Margin call) ของ PTT International Trading Pte. Ltd. (PTTT) และลูกหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยด้านปริมาณและราคาที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้น จากกิจกรรมการจัดหาเงิน และเงินสดรับจากการดำเนินงาน โดย ณ 31 มีนาคม 2569 มีหนี้สินรวมทั้งสิ้นจำนวน 1,844,505 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 227,329 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.1 จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีหนี้สินรวมจำนวน 1,617,176 ล้านบาท โดยหลักจากหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนเพิ่มขึ้น และการกู้ยืมเงินระยะสั้นและระยะยาว ทั้งนี้ ณ 31 มีนาคม 2569 มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,738,771 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 86,227 ล้านบาท จาก ณ 31 ธันวาคม 2568 ที่มีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวน 1,652,484 ล้านบาท

โดยหลักจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้นของบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) และผลต่างการแปลงค่าบการเงินตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า ขณะที่กำไรสะสมเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อย

## ภาวะเศรษฐกิจในไตรมาส 1 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกใน 1Q2569 ขยายตัวต่อเนื่องจาก 4Q2568 ท่ามกลางแรงกดดันที่เพิ่มขึ้นในช่วงปลายไตรมาสจากความตึงเครียดในตะวันออกกลางที่ยกระดับขึ้น ส่งผลกระทบต่อราคาพลังงานและห่วงโซ่อุปทานโลก โดยเศรษฐกิจของกลุ่มประเทศที่ใช้เงินสกุลยูโรขยายตัวใกล้เคียงกับไตรมาสก่อนหน้า ตามอัตราว่างงานที่ยังอยู่ในระดับต่ำ แม้ราคาพลังงานที่สูงขึ้นส่งผลให้เงินเฟ้อในเดือนมีนาคมปรับขึ้นเหนือกรอบเป้าหมายและธนาคารกลางยุโรป (European Central Bank: ECB) มีมติคงอัตราดอกเบี้ยนโยบายเพื่อสกัดกั้นเงินเฟ้อ ขณะที่เศรษฐกิจจีนขยายตัวเร่งขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากการส่งออกและภาคการผลิตที่แข็งแกร่ง ภายใต้นโยบายรัฐที่ผลักดันการปรับเปลี่ยนเครื่องจักรและอุปกรณ์ขนาดใหญ่ ประกอบกับการดำเนินนโยบายการเงินแบบผ่อนคลาย และเนื่องจากเงินเฟ้อพลังงานทางเลือกและถ่านหินในสัดส่วนสูง ตลอดจนมีระดับน้ำมันสำรองเพียงพอรองรับความผันผวนของอุปทานในระยะสั้น ผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางจึงจำกัด สำหรับเศรษฐกิจสหรัฐฯ ขยายตัวเร่งขึ้น ท่ามกลางตลาดแรงงานที่ยังแข็งแกร่ง กระแสการลงทุนต่อเนื่องที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีปัญญาประดิษฐ์ (Artificial Intelligence: AI) และสัดส่วนการนำเข้าพลังงานจากพื้นที่ความขัดแย้งในตะวันออกกลางค่อนข้างต่ำ รวมทั้งโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานภายในประเทศที่แข็งแกร่ง ทั้งนี้ กองทุนการเงินระหว่างประเทศ (International Monetary Fund: IMF) ณ เดือนเมษายน 2569 ปรับลดประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจโลกในปี 2569 สู่ระดับร้อยละ 2.0-3.1 (โดยขึ้นกับความยืดหยุ่นและรุนแรงของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง) จากที่ประมาณการไว้เดิม ณ เดือนมกราคม 2569 ที่ระดับร้อยละ 3.3

ความต้องการใช้น้ำมันของโลกใน 1Q2569 จากรายงานของ S&P Global ณ เดือนเมษายน 2569 เฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 104.8 ล้านบาร์เรลต่อวัน (MMBD) ลดลงจาก 4Q2568 ที่เฉลี่ย 107.0 MMBD จากข้อจำกัดด้านอุปทาน ท่ามกลางความขัดแย้งในตะวันออกกลาง การหยุดชะงักด้านการขนส่งและการกลั่น ประกอบกับราคาน้ำมันที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น รวมถึงปัจจัยด้านฤดูกาลหลังพ้นฤดูหนาวในซีกโลกเหนือ โดยภาคปิโตรเคมี การบิน และโลจิสติกส์ เป็นกลุ่มที่เริ่มได้รับผลกระทบในระยะแรก ทั้งนี้ หากเทียบกับ 1Q2568 ที่ระดับ 104.2 MMBD นั้น ความต้องการใช้น้ำมันของโลกยังขยายตัวตามการเติบโตของเศรษฐกิจและของประเทศในกลุ่ม Non-OECD

หน่วย : เหรียญสหรัฐ/บาร์เรล	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ย	76.9	63.8	86.3	12.2%	35.3%
Gasoline Crack Spread	7.7	15.7	9.6	24.7%	(38.9%)
Diesel Crack Spread	14.3	24.5	35.4	>100.0%	44.5%
FO Crack Spread (180 – 3.5%S)	(2.0)	(7.0)	(8.1)	<(100.0%)	(15.7%)
GRM-Singapore Crack	3.2	7.4	9.2	>100.0%	24.3%

ราคาน้ำมันดิบดูไบใน 1Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 86.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 ที่ระดับ 63.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 1Q2568 ที่ระดับ 76.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล จากสถานการณ์ด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางที่ยกระดับขึ้น ส่งผลให้ตลาดน้ำมันเผชิญความผันผวนรุนแรง โดยเฉพาะเมื่อการขนส่งพลังงานผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางยุทธศาสตร์สำคัญ

จากอ่าวเปอร์เซีย ถูกจำกัดอย่างรุนแรง กระทบการส่งมอบน้ำมัน และทำให้ผู้ผลิตน้ำมันในอ่าวต้องปรับลดหรือชะลอการผลิต ในขณะที่การปรับตัวเพื่อลดผลกระทบจากข้อจำกัดดังกล่าว อาจไม่สามารถชดเชยปริมาณน้ำมันที่หายไปได้ทั้งหมด

### ราคาน้ำมันสำเร็จรูปตลาดจอร์จทาวน์

- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบ (Gasoline Crack Spread) ใน 1Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 9.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ลดลงจาก 4Q2568 ที่ระดับ 15.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล สะท้อนผลกระทบจากราคาน้ำมันดิบที่สูงขึ้น ประกอบกับการชะลอตัวของอุปสงค์ตามฤดูกาลหลังพ้นช่วงการเดินทางปลายปี และผู้บริโภคเริ่มได้รับแรงกดดันจากราคาขายปลีกที่สูงขึ้น รวมถึงมาตรการบริหารการใช้พลังงานในบางประเทศ อย่างไรก็ตาม เมื่อเทียบกับ 1Q2568 ที่ระดับ 7.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเบนซินและน้ำมันดิบดูไบเพิ่มขึ้นจากภาวะอุปทานที่ตึงตัวมากขึ้น อันเป็นผลจากการปรับลดกำลังการผลิตในวันออกกลางและเอเชีย จากข้อจำกัดในการจัดหาวัตถุดิบที่เคยขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ และมาตรการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของบางประเทศ
- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันดีเซลและน้ำมันดิบดูไบ (Diesel Crack Spread) ใน 1Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 35.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 ที่ระดับ 24.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 1Q2568 ที่ระดับ 14.3 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล สะท้อนภาวะอุปทานตึงตัวอย่างมีนัยสำคัญ จากข้อจำกัดในการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางมายังตลาดเอเชียและยุโรป โดยเฉพาะยุโรปซึ่งมีการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันดีเซลจากตะวันออกกลางในสัดส่วนสูงหลังลดการนำเข้าจากรัสเซีย ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตในวันออกกลางและเอเชีย อันเป็นผลจากปัญหาด้านการจัดหาวัตถุดิบและโลจิสติกส์ ขณะที่ความต้องการใช้งานไม่ยืดหยุ่น เนื่องจากเป็นเชื้อเพลิงหลักในภาคขนส่ง โลจิสติกส์ และอุตสาหกรรม
- ส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันเตาซัลเฟอร์สูงและน้ำมันดิบดูไบ (High-Sulfur Fuel Oil 3.5% Crack Spread) ใน 1Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ -8.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ลดลงจาก 4Q2568 ที่ระดับ -7.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 1Q2568 ที่ระดับ -2.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยการปรับลดลงสะท้อนแรงกดดันของราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาของน้ำมันเตาซัลเฟอร์สูงและน้ำมันดิบยังถูกพยุงไว้บางส่วน จากปัจจัยฝั่งอุปทานท่ามกลางการปรับลดกำลังการผลิตในหลายภูมิภาคและความตึงตัวด้านโลจิสติกส์ และปัจจัยด้านอุปสงค์จากความต้องการใช้น้ำมันเตาซัลเฟอร์สูงเป็นเชื้อเพลิงทดแทนก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าในบางประเทศ

ค่าการกลั่นของโรงกลั่นประเภท Cracking อ่างอิงที่สิงคโปร์ใน 1Q2569 เฉลี่ยอยู่ที่ 9.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 ที่ระดับ 7.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และ 1Q2568 ที่ระดับ 3.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล โดยได้รับแรงหนุนจากค่าการกลั่นของน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานที่อยู่ในระดับสูง ท่ามกลางอุปทานตึงตัวและการปรับลดกำลังการผลิตในหลายภูมิภาค แม้เผชิญแรงกดดันจากราคาน้ำมันดิบและค่าขนส่งที่ผันผวน

หน่วย : เหรียญสหรัฐต่อตัน	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม(ลด)	
				YoY	QoQ
HDPE: CFR SEA	978	871	1,044	6.7%	19.9%
PP: CFR SEA - Film	1,023	868	1,050	2.6%	21.0%
BZ: FOB Korea	875	666	842	(3.8%)	26.4%
BZ-Naphtha	217	102	122	(43.8%)	19.6%
PX: CFR Taiwan	861	829	1,006	16.8%	21.4%
PX-Naphtha	203	265	286	40.9%	7.9%
Naphtha: MOPJ	658	564	720	9.4%	27.7%
Propane (C3): ARAMCO CP	625	488	538	(13.9%)	10.2%
Asian Spot LNG: (\$/MMBTU)	14.1	10.6	14.2	0.7%	34.0%

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีสายโพลีเอทิลีนและสายอะโรเมติกส์ มีรายละเอียดดังนี้

- กลุ่มผลิตภัณฑ์โพลีเอทิลีน:** ราคาโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูง (High Density Polyethylene: HDPE) ใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 โดยได้รับแรงหนุนหลักจากต้นทุนวัตถุดิบที่ปรับสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบและแนฟทา ประกอบกับอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัวขึ้นจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของผู้ผลิตหลายรายในเอเชีย นอกจากนี้ ในช่วงต้นเดือนมีนาคม ตลาดได้รับแรงหนุนเพิ่มเติมจากความตึงเครียดในตะวันออกกลางและความเสี่ยงต่อการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางหลักของการส่งออก HDPE จากตะวันออกกลาง ส่งผลให้ผู้ซื้อบางส่วนเร่งสั่งซื้อเพื่อบริหารความเสี่ยงด้านอุปทาน (Front-loading) ทำให้ราคา HDPE ปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม การปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคา HDPE ยังถูกจำกัดจากอุปสงค์ปลายทางที่ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ส่งผลให้ราคาเฉลี่ย HDPE ใน 1Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,044 เหรียญสหรัฐต่อตัน สำหรับราคาโพลีโพรไพลีน (Polypropylene: PP) ใน 1Q2569 ปรับเพิ่มขึ้นในทิศทางเดียวกัน จากต้นทุนวัตถุดิบที่สูงขึ้นและอุปทานที่ตึงตัวขึ้น โดยปัจจัยความเสี่ยงด้านการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซในช่วงปลายไตรมาสได้เพิ่ม risk premium ให้กับราคา PP เช่นเดียวกัน เนื่องจากตะวันออกกลางเป็นแหล่งส่งออกสำคัญ อย่างไรก็ตาม ตลาดยังเผชิญแรงกดดันจากอุปทานส่วนเกินในภูมิภาคและอุปสงค์ปลายทางที่ยังไม่แข็งแกร่ง ทำให้การปรับขึ้นของราคายังมีข้อจำกัด โดยราคาเฉลี่ย PP ใน 1Q2569 อยู่ที่ระดับ 1,050 เหรียญสหรัฐต่อตัน
- กลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์:** ราคาเบนซีน (Benzene: BZ) ใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 สอดคล้องกับต้นทุนวัตถุดิบและการฟื้นตัวของอุปสงค์ในบางอุตสาหกรรมปลายน้ำ เช่น สไตรีนโมโนเมอร์ นอกจากนี้ ความตึงเครียดในตะวันออกกลางได้ส่งผลต่อ sentiment ของตลาด ทำให้เกิดความกังวลด้านอุปทานวัตถุดิบ และผู้ผลิตบางรายปรับลดอัตราการผลิตเครื่อง ซึ่งช่วยพยุงราคาของ BZ อย่างไรก็ตาม อุปทานในภูมิภาคยังอยู่ในระดับสูง โดยเฉพาะจากจีนที่มีกำลังการผลิตใหม่เข้าสู่ตลาดอย่างต่อเนื่อง ทำให้ราคา BZ เพิ่มขึ้นอย่างจำกัด ขณะที่ราคาพาราไซลีน (Paraxylene: PX) ใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นในทิศทางเดียวกัน จากอุปทานที่ตึงตัวขึ้นในระยะสั้น เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงงานบางส่วน ประกอบกับอุปสงค์ของผู้ผลิตกรดเทเรฟทาลิกบริสุทธิ์ (Purified Terephthalic Acid: PTA) ที่ปรับตัวดีขึ้นตามอัตรากำไร นอกจากนี้ PX ได้รับผลกระทบเชิงบวกจากปัจจัยภูมิรัฐศาสตร์มากกว่าผลิตภัณฑ์

อื่นในกลุ่มอะโรเมติกส์ในช่วงปลายไตรมาส ส่งผลให้เกิดการสะสมสินค้าล้นหน้าและเพิ่ม risk premium ให้กับราคา อย่างไรก็ตาม อุปสงค์ปลายน้ำในกลุ่มเส้นใยโพลีเอสเตอร์ ยังอยู่ในระดับจำกัดจากภาวะช่วงนอกฤดูกาล (Off-peak season) และระดับสินค้าคงคลังที่ยังสูงโดยราคาเฉลี่ยใน 1Q2569 ของเบนซินและพาราไซลีนอยู่ที่ 842 และ 1,006 เหรียญสหรัฐต่อดัน ตามลำดับ

เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีในภาพรวมปรับตัวเพิ่มขึ้น โดย HDPE PP และ PX ปรับตัวเพิ่มขึ้น ขณะที่ BZ ปรับลดลงเล็กน้อย การปรับขึ้นของราคาบางผลิตภัณฑ์ได้รับแรงหนุนจากต้นทุนวัตถุดิบที่สูงขึ้น และปัจจัยภูมิรัฐศาสตร์ในช่วงปลายไตรมาส โดยเฉพาะความเสี่ยงต่อการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้เกิดการเร่งสั่งซื้อในระยะสั้น อย่างไรก็ตาม ภาพรวมราคายังคงถูกจำกัดจากภาวะอุปทานส่วนเกิน โดยเฉพาะกำลังการผลิตใหม่ในจีน ขณะที่อุปสงค์ปลายน้ำยังฟื้นตัวอย่างจำกัด ส่งผลให้ BZ ยังคงเผชิญแรงกดดันด้านราคามากกว่าผลิตภัณฑ์อื่นในกลุ่ม

ราคา**โพรเพน (Propane)** ใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 โดยได้รับแรงหนุนจากสภาพอากาศช่วงต้นปีที่หนาวเย็นกว่าปกติในหลายประเทศ ส่งผลให้ความต้องการใช้โพรเพนเพื่อทำความร้อนเพิ่มสูงขึ้น ขณะเดียวกันอุปทานจากสหรัฐฯ และตะวันออกกลางเผชิญกับข้อจำกัดด้านการผลิตและการส่งออกในบางช่วงจากสภาพอากาศที่ไม่เอื้ออำนวย เช่น การหยุดซ่อมโรงกลั่น และการลดลงของการผลิตโพรเพนแบบก๊าซธรรมชาติชนิดไม่พบร่วมกับน้ำมันดิบ (Non-associated gas) ในช่วงฤดูหนาว ทั้งนี้ ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่เริ่มประทุขึ้นตั้งแต่วันที่ 28 ก.พ. 2569 จะเริ่มส่งผลต่อราคาโพรเพน (Aramco CP) อย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่ไตรมาส 2 เป็นต้นไป

เทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ราคาโพรเพนใน 1Q2569 ปรับตัวลดลง ส่วนหนึ่งเป็นผลจากอุปทานโพรเพนที่เพิ่มขึ้นตามการส่งออกจากสหรัฐฯ และกลุ่มประเทศตะวันออกกลางในช่วงก่อนการปิดช่องแคบฮอร์มุซ

ราคา **Spot LNG** ใน 1Q2569 ปรับเพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 โดยมีปัจจัยสำคัญจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่กระทบต่ออุปทานพลังงานโลกอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งจากการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซซึ่งมีสัดส่วนประมาณร้อยละ 20 ของการค้า LNG โลก รวมถึงเหตุการณ์โจมตีโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงาน โดยเฉพาะความเสียหายที่เกิดกับโรงงาน LNG ที่ Ras Laffan ในกาตาร์ ซึ่งเป็นศูนย์กลางการผลิต LNG ที่ใหญ่ที่สุดของโลก ส่งผลกระทบต่อกำลังการผลิตรวม 12.5 ล้านตันต่อปี หรือประมาณร้อยละ 17 ของปริมาณส่งออกจากกาตาร์ โดยคาดการณ์ว่าอาจต้องหยุดดำเนินการเป็นระยะเวลา 3-5 ปี ขณะเดียวกันสภาพอากาศในช่วงต้นปี 2569 ที่หนาวเย็นกว่าคาด ได้กระตุ้นความต้องการเติมคลังสำรอง LNG ที่ลดลงในหลายภูมิภาค อาทิ ยุโรป ญี่ปุ่น และเกาหลีใต้ อย่างไรก็ตาม แรงกดดันด้านราคาบางส่วนได้รับการบรรเทาจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นในภูมิภาคอเมริกาเหนือ โดยเฉพาะในสหรัฐฯ และแคนาดา ซึ่งสามารถเดินเครื่องผลิตได้อย่างต่อเนื่องในระดับสูงกว่ากำลังการผลิตสูงสุด ประกอบกับความต้องการนำเข้า LNG จากจีนที่ยังคงอ่อนแอจากปริมาณก๊าซฯ ภายในประเทศและการนำเข้าก๊าซฯ ผ่านท่อที่อยู่ในระดับสูง รวมถึงในบางตลาดยังปรากฏภาวะการหดตัวของอุปสงค์เนื่องจากระดับราคา LNG ที่สูงขึ้น โดยหลายประเทศมีการจำกัดการใช้ก๊าซฯ ในภาคส่วนต่างๆ และหันไปใช้พลังงานทางเลือกอื่นเพื่อมาทดแทน เช่น ถ่านหิน พลังงานหมุนเวียน และพลังงานนิวเคลียร์

เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ราคา Spot LNG ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากการยกระดับความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ซึ่งเพิ่มความไม่แน่นอนต่อทิศทางตลาดพลังงานโลก ขณะเดียวกัน ระดับสินค้าคงคลัง

ของก๊าซฯ ในยุโรป ณ ปลายไตรมาสที่ 1 อยู่ที่ระดับร้อยละ 27.7 ซึ่งต่ำกว่าในช่วงเดียวกันของปีก่อนที่ระดับร้อยละ 33.8 เป็นอีกหนึ่งปัจจัยหนุนต่อราคา

**เศรษฐกิจไทยใน 1Q2569** ขยายตัวต่อเนื่องจาก 4Q2568 โดยมีปัจจัยสนับสนุนจากภาคการส่งออกสินค้าที่ยังคงขยายตัวตามวัฏจักรขาขึ้นของสินค้าอิเล็กทรอนิกส์ ประกอบกับมาตรการทางภาษีของสหรัฐฯ ที่ผ่อนคลายลงในระยะสั้น ภายหลังจากรัฐบาลสหรัฐฯ ประกาศใช้อำนาจตามมาตรา 122 แห่งกฎหมายการค้าปี 1974 เพื่อเก็บภาษีนำเข้าในอัตราร้อยละ 10 เป็นเวลา 150 วัน (สิ้นสุด 24 ก.ค. 2569) แทนภาษีตอบโต้ (Reciprocal Tariff) ที่ถูกศาลสูงสุดสหรัฐฯ ตัดสินว่าไม่ชอบด้วยกฎหมาย ในส่วนของการบริโภคภาคเอกชนยังคงขยายตัว แม้ความเชื่อมั่นผู้บริโภคถูกกดดันจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางช่วงปลายไตรมาส โดยได้รับแรงหนุนจากการเร่งส่งมอบรถยนต์ภายใต้มาตรการ EV 3.0 มาตรการลดภาระค่าครองชีพภาครัฐ ประกอบกับมีเม็ดเงินกระตุ้นเศรษฐกิจจากการใช้จ่ายในช่วงการเลือกตั้ง เช่นเดียวกับการลงทุนภาคเอกชนที่ยังขยายตัว สะท้อนจากมูลค่าบัตรเครดิตส่งเสริมการลงทุนที่เพิ่มขึ้น สำหรับภาคท่องเที่ยวฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ตามการกลับมาของนักท่องเที่ยวจีน ขณะที่การใช้จ่ายภาครัฐชะลอลงเล็กน้อย หลังเร่งเบิกจ่ายเงินงบประมาณไปแล้วในช่วงก่อนยุบสภา โดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ เดือนเมษายน 2569 คงประมาณการอัตราการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยในปี 2569 ที่ระดับร้อยละ 1.5

## เหตุการณ์สำคัญไตรมาส 1 ปี 2569 ถึงปัจจุบัน

สรุปเหตุการณ์ที่สำคัญ (non-recurring items) ไตรมาส 1 ปี 2569 ถึงปัจจุบัน มีรายละเอียดดังนี้

<p>ม.ค. 2569</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● PTT: 1 ม.ค. เมื่อวันที่ 26 พ.ย. 2568 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติเห็นชอบหลักเกณฑ์การกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติ โดยให้ผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 เป็นต้นไป โดยมีรายละเอียดดังนี้ (1) ก๊าซธรรมชาติที่เข้าและออกจากโรงแยกก๊าซธรรมชาติ ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Price) (2) ก๊าซธรรมชาติที่นำไปใช้ในการผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง ให้ใช้ต้นทุนราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย (Gulf Price) (3) ก๊าซธรรมชาติสำหรับภาคไฟฟ้า ภาคขนส่ง (NGV) และอุตสาหกรรม ให้ใช้ราคา Pool Price ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของราคาและปริมาณของก๊าซธรรมชาติ ดังนี้ 1) ราคาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยที่นำมาคำนวณเป็น Pool Price ให้มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย อยู่ที่ร้อยละ 10 2) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาจากเมียนมา เป็นราคาเนื้อก๊าซธรรมชาติซึ่งรวมค่าผ่านท่อก๊าซธรรมชาติเพื่อนำส่งก๊าซธรรมชาติมายังประเทศไทย และ 3) ราคาก๊าซธรรมชาติจากการนำเข้ามาในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) เป็นราคาซึ่งรวมค่าใช้จ่ายในการนำเข้า และค่าบริการสถานี LNG โดยให้ผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 เป็นต้นไป ทั้งนี้ หากสถานการณ์ราคาก๊าซธรรมชาติมีการเปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญหรือส่งผลกระทบต่อการประกอบกิจการของโรงแยกก๊าซธรรมชาติให้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) และ ปตท. ร่วมกันจัดทำข้อเสนอเพื่อขอทบทวนการกำหนดโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติเสนอ กบง. พิจารณาต่อไป</li> <li>● TOP: 6 ม.ค. TOP ประกาศการทำคำเสนอซื้อคืนเป็นการทั่วไป (Tender Offer) เพื่อซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประเภทไม่มีหลักประกันและไม่ด้อยสิทธิ ที่ออกโดย บริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (TTC) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ TOP ถือหุ้นทั้งหมด โดยหุ้นกู้ยังมีอายุคงเหลืออยู่ก่อนครบกำหนดไถ่ถอน คิดเป็นมูลค่าเงินต้นของหุ้นกู้ที่จะซื้อคืนรวมกัน ไม่เกิน 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยมีระยะเวลาทำคำเสนอซื้อคืนตั้งแต่วันที่ 6 ม.ค. – 4 ก.พ. 2569</li> <li>● 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 เดือนแรกและภายหลังจากรยะเวลาดังกล่าวจะมีอัตราดอกเบี้ยเป็นไปตามรายละเอียดที่กำหนดไว้ในเอกสารเสนอขายที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้หุ้นกู้ดังกล่าวได้จดทะเบียนที่ตลาดหลักทรัพย์สิงคโปร์ (SGX-ST)</li> </ul>
<p>ก.พ. 2569</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● GPSC: 12 ก.พ. ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทครั้งที่ 2/2569 ณ วันที่ 11 ก.พ. 2569 อนุมัติให้บริษัท ไออาร์พีซี คลิน 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</li> </ul>
<p>มี.ค. 2569</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 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</li> </ul>

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 ล้านบาท เรียบร้อยแล้ว ทั้งนี้คู่สัญญาอยู่ระหว่างดำเนินการโอนและรับโอนใบอนุญาตที่เกี่ยวข้อง คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในไตรมาส 1 ปี 2570 ทั้งนี้ GC จะเช่าถึงเก็บผลิตภัณฑ์และให้บริการท่าเทียบเรือกลับเพื่อรองรับการดำเนินงานของ GC ต่อไป

- OR: 31 มี.ค. OR แจ้งว่าบริษัทมอดูลัส เวนเจอร์ จำกัด (Modulus) ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่ OR ถือหุ้นร้อยละ 100 ได้เข้าลงทุนในบริษัท ไทย ไปป์ไลน์ เน็ตเวิร์ค จำกัด (TPN) ซึ่งเป็นผู้ดำเนินธุรกิจโครงสร้างพื้นฐานด้านท่อขนส่งพลังงาน โดยเข้าซื้อหุ้นสามัญเดิมของ TPN ทั้งหมดจากบริษัท บิ๊กแก๊ส เทคโนโลยี จำกัด และซื้อหุ้นใหม่ของ TPN คิดเป็นมูลค่าธุรกรรมรวมไม่เกินประมาณ 2,200 ล้านบาท ส่งผลให้ Modulus ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 55.41 และ บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด (มหาชน) (EGCO) ถือหุ้นร้อยละ 44.59 ทั้งนี้ ธุรกรรมการเข้าลงทุนดังกล่าวแล้วเสร็จเมื่อวันที่ 30 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 กลุ่มประเทศแอฟริกาตะวันออก ลาติน อเมริกา และมาเลเซีย เพื่อลดการพึ่งพาตะวันออกกลาง 3) โรงกลั่นในกลุ่มเดินเครื่องเฉลี่ยกว่าร้อยละ 105 เพื่อรองรับความต้องการในประเทศ โดยเฉพาะน้ำมันดีเซล 4) เพิ่มระดับสินค้าคงคลังน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปสูงกว่าระดับสำรองตามกฎหมาย เพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันดีเซลที่เพิ่มขึ้น 5) จำหน่ายน้ำมันสำเร็จรูปให้ Jobber ในราคาหน้าสถานีบริการ เพื่อสนับสนุนการกระจายน้ำมันสู่ภาคขนส่ง ภาคเกษตรกรรม และผู้บริโภคทั่วประเทศอย่างต่อเนื่อง 6) กลุ่ม ปตท. สำรองสภาพคล่องเพิ่มเติมกว่า 230,000 ล้านบาท เพื่อรองรับ margin call เงินทุนหมุนเวียน และภาวะขาดเชยจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยบริษัทรับภาระต้นทุนดังกล่าวเพื่อรักษาความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ 7) กลุ่ม ปตท. ดำเนินงานและรายงานข้อมูลอย่างโปร่งใส โดยยืนยันว่าไม่มีการกักตุนน้ำมันสำเร็จรูป พร้อมเปิดเผยข้อมูลปริมาณน้ำมันตลอด supply chain และรายงานข้อมูลการจัดหา การผลิต 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 และยังอยู่ภายใต้การเจรจา การตรวจสอบสภาพกิจการ และการอนุมัติจากหน่วยงานกำกับดูแลที่เกี่ยวข้อง

#### คำชี้แจงเพิ่มเติม

7 เม.ย. 2569 จากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง รัฐบาลได้ออกมาตรการตามพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ.2516 โดยกำหนดให้ปรับลดราคา ณ โรงกลั่นสำหรับน้ำมันดีเซลเป็นขั้นบันได ได้แก่

- ลดลง 2 บาทต่อลิตร (9 – 23 เมษายน 2569)
- ลดลง 5 บาทต่อลิตร (24 เมษายน – 9 พฤษภาคม 2569)
- ลดลง 3 บาทต่อลิตร (10 – 19 พฤษภาคม 2569)

ซึ่งกลุ่ม ปตท. ได้ปฏิบัติตามมาตรการดังกล่าวอย่างเคร่งครัด พร้อมให้ความร่วมมือกับหน่วยงานภาครัฐอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ สถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นและมีความผันผวนอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม กลุ่ม ปตท. ได้บริหารจัดการการจัดหาวัตถุดิบอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อให้สามารถรักษาการเดินเครื่องของโรงกลั่นได้อย่างต่อเนื่องและรองรับความต้องการใช้พลังงานภายในประเทศ โดยกลุ่ม ปตท. ได้ประเมินผลกระทบจากการตรึงราคาน้ำมันดีเซลตามมาตรการของภาครัฐในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นจำนวนประมาณ 6,470 ล้านบาท

**ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยตามกลุ่มธุรกิจ**

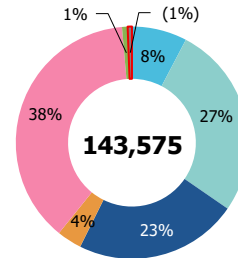
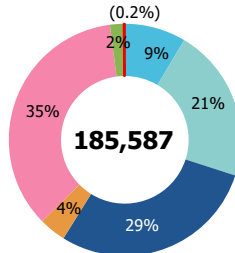
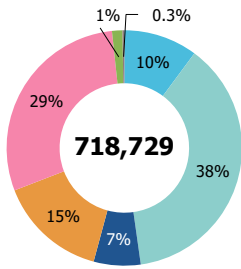
ข้อมูลผลการดำเนินงานสำหรับงวด 1Q2569 เปรียบเทียบกับ 1Q2568 และ 4Q2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท	1Q2568	4Q2568	1Q2569	% เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
<b>ยอดขาย</b>	<b>700,223</b>	<b>638,479</b>	<b>718,729</b>	<b>2.6%</b>	<b>12.6%</b>
: ส่วจและผลิตฯ	71,166	70,372	76,087	6.9%	8.1%
: ก้าชธรมชาติ	125,467	107,724	119,913	(4.4%)	11.3%
: น้ำมันและการค้าปลีก	182,699	155,675	176,497	(3.4%)	13.4%
: การค้าระหว่างประเทศ	407,893	364,198	444,809	9.1%	22.1%
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	310,338	267,141	344,999	11.2%	29.1%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	28,197	19,600	16,837	(40.3%)	(14.1%)
: อื่นๆ	2,976	3,834	3,042	2.2%	(20.7%)
<b>กำไรจากการดำเนินงานก่อนค่าเสื่อมราคา</b>	<b>93,527</b>	<b>74,892</b>	<b>185,587</b>	<b>98.4%</b>	<b>&gt;100.0%</b>
<b>ต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBITDA)</b>					
: ส่วจและผลิตฯ	52,281	47,642	55,558	6.3%	16.6%
: ก้าชธรมชาติ	13,801	13,156	16,431	19.1%	24.9%
: น้ำมันและการค้าปลีก	6,547	4,254	7,228	10.4%	69.9%
: การค้าระหว่างประเทศ					
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ					
การป้องกันความเสี่ยง	1,068	(3,444)	41,223	>100.0%	>100.0%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ					
การป้องกันความเสี่ยง	2,639	1,115	(151)	<(100.0%)	<(100.0%)
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	13,375	10,146	67,916	>100.0%	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	6,604	3,276	3,652	(44.7%)	11.5%
: อื่นๆ	(341)	(582)	(307)	10.0%	47.3%
<b>ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่าย</b>	<b>44,800</b>	<b>44,564</b>	<b>42,012</b>	<b>(6.2%)</b>	<b>(5.7%)</b>
<b>กำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน</b>	<b>48,727</b>	<b>30,328</b>	<b>143,575</b>	<b>&gt;100.0%</b>	<b>&gt;100.0%</b>
: ส่วจและผลิตฯ	29,227	24,390	34,447	17.9%	41.2%
: ก้าชธรมชาติ	9,166	8,208	11,635	26.9%	41.8%
: น้ำมันและการค้าปลีก	4,757	2,462	5,249	10.3%	>100.0%
: การค้าระหว่างประเทศ					
- ไม่รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ					
การป้องกันความเสี่ยง	611	(3,894)	40,795	>100.0%	>100.0%
- รวมการปรับปรุงผลกระทบจาก FX. และ					
การป้องกันความเสี่ยง	2,182	665	(579)	<(100.0%)	<(100.0%)
: ปีโตรเคมีและการกลั่น	2,320	(787)	57,291	>100.0%	>100.0%
: ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน	3,449	725	1,173	(66.0%)	61.8%
: อื่นๆ	(995)	(1,220)	(901)	9.4%	26.1%
<b>ส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วม</b>	<b>325</b>	<b>4,455</b>	<b>2,054</b>	<b>&gt;100.0%</b>	<b>(53.9%)</b>
<b>ขาดทุน(กลับรายการ)จากการด้อยค่าสินทรัพย์</b>	<b>(673)</b>	<b>3,295</b>	<b>10,271</b>	<b>&gt;100.0%</b>	<b>&gt;100.0%</b>
<b>กำไร(ขาดทุน)จากตราสารอนุพันธ์</b>	<b>(960)</b>	<b>6,683</b>	<b>(70,810)</b>	<b>&lt;(100.0%)</b>	<b>&lt;(100.0%)</b>
<b>กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน</b>	<b>4,507</b>	<b>200</b>	<b>1,121</b>	<b>(75.1%)</b>	<b>&gt;100.0%</b>
<b>กำไรก่อนต้นทุนทางการเงิน และภาษีเงินได้ (EBIT)</b>	<b>58,873</b>	<b>51,525</b>	<b>73,734</b>	<b>25.2%</b>	<b>43.1%</b>
<b>ต้นทุนทางการเงิน</b>	<b>10,985</b>	<b>8,916</b>	<b>8,239</b>	<b>(25.0%)</b>	<b>(7.6%)</b>
<b>ภาษีเงินได้</b>	<b>16,074</b>	<b>11,976</b>	<b>23,872</b>	<b>48.5%</b>	<b>99.3%</b>
<b>กำไรสุทธิ</b>	<b>23,315</b>	<b>25,534</b>	<b>25,738</b>	<b>10.4%</b>	<b>0.8%</b>
<b>กำไรสุทธิต่อหุ้น(บาท/หุ้น)</b>	<b>0.81</b>	<b>0.89</b>	<b>0.91</b>	<b>12.3%</b>	<b>2.2%</b>

## ผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อยจำแนกตามกลุ่มธุรกิจ

รายละเอียดยอดขาย EBITDA และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน (Operating Income) สำหรับผลการดำเนินงานงวด 1Q2569 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท



■ ก๊าซธรรมชาติ ■ การค้าระหว่างประเทศ ■ สำรวจและผลิต ■ น้ำมันและการค้าปลีก\* ■ ปิโตรเคมีและกรากัด ■ ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน\* ■ อื่นๆ\*  
■ ปิโตรเลียม

\*รวมส่วนที่ ปตท. ดำเนินการเองและบริษัทในกลุ่ม ปตท.

### 1. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการเอง

#### 1.1 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ

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

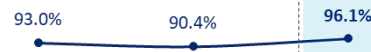
#### NG Price

THB/MMBTU

Avg. Pool Gas price



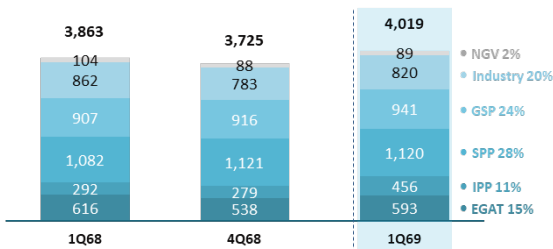
#### U-Rate



#### NG Volume

Unit: MMSCFD

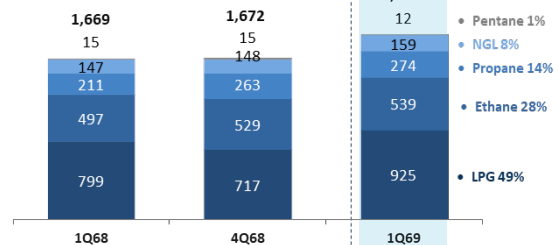
QoQ ▲ 8%  
YoY ▲ 4%



#### GSP Sales Volume

Unit : kTon

QoQ ▲ 14%  
YoY ▲ 14%



\* จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่มีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 โดยราคา Pool Price ใน 1Q2569 ประกอบด้วย ราคาก๊าซฯ ในอ่าวที่มีราคาต่ำกว่าราคาเฉลี่ยของก๊าซฯ ในอ่าวร้อยละ 10 ราคาก๊าซฯ นำเข้าจากเมียนมา และ LNG

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติมี EBITDA แยกขายธุรกิจย่อย ดังนี้

หน่วย: ล้านบาท

	1Q68	4Q68	1Q69	QoQ	YoY
<b>GAS</b>	13,801	13,156	16,431	▲ 25%	▲ 19%
S&T	3,145	2,834	2,624	▼ 7%	▼ 17%
TSO	7,155	7,518	6,601	▼ 12%	▼ 8%
GSP	768	616	4,374	▲ >100%	▲ >100%
NGV	(431)	(315)	(268)	▲ 15%	▲ 38%
Others	3,164	2,503	3,100	▲ 24%	▼ 2%

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

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 119,913 ล้านบาท ลดลง 5,554 ล้านบาท หรือ ร้อยละ 4.4 จาก 1Q2568 โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้ลดลง จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับลดลงตามราคา Pool Gas รวมถึงราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับลดลงตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 156 MMSCFD หรือร้อยละ 4.0 จาก 3,863 MMSCFD ใน 1Q2568 เป็น 4,019 MMSCFD ใน 1Q2569 โดยหลักจากกลุ่มลูกค้าโรงไฟฟ้าที่ความต้องการใช้ไฟเพิ่มขึ้นตามสภาพอากาศ ประกอบกับมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้มีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีรายได้ลดลงตามปริมาณของที่ลดลง ประกอบกับการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569

ขณะที่ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลิดธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกลั่นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้น จาก 1,669,382 ตัน ใน 1Q2568 เป็น 1,909,296 ตัน ใน 1Q2569 หรือร้อยละ 14.4 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG และ Propane ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น จากที่มีการเรียกเก็บก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น ประกอบกับใน 1Q2569 ไม่มีกรปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ใดๆก็ตาม ราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงจากอัตราแลกเปลี่ยน เนื่องจากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นใน 1Q2569 ประกอบกับราคาปิโตรเคมีที่ใช้อ้างอิงส่วนใหญ่ปรับลดลง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 1Q2569 มีจำนวน 16,431 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,630 ล้านบาท หรือร้อยละ 19.1 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 11,635 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,469 ล้านบาท หรือร้อยละ 26.9 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค.

2569 ทำให้โรงแยกก๊าซฯ กลับไปใช้ต้นทุนราคาก๊าซฯ ในอ่าว ประกอบกับปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยปรับลดลง ตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 1Q2569

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ มีรายได้จากการขายจำนวน 119,913 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 12,189 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.3 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ (รวมก๊าซโซลีนธรรมชาติที่ได้จากหน่วยควบคุมจุดกั้นตัวของก๊าซฯ) เพิ่มขึ้น จาก 1,671,658 ตัน ใน 4Q2568 เป็น 1,909,296 ตัน ใน 1Q2569 หรือร้อยละ 14.2 โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG Propane และ NGL ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น รวมถึงผลิตภัณฑ์ Ethane เพิ่มขึ้น จากที่มีการเรียกรับก๊าซฯ ในอ่าวเพิ่มขึ้น ประกอบกับใน 1Q2569 ไม่มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ขณะเดียวกันราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น ตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง

ในสวนธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ย (ที่ค่าความร้อน 1,000 บีทียูต่อ 1 ลูกบาศก์ฟุต) เพิ่มขึ้น 294 MMSCFD จาก 3,725 MMSCFD ใน 4Q2568 เป็น 4,019 MMSCFD ใน 1Q2569 หรือร้อยละ 7.9 โดยหลักจากลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้าที่ความต้องการใช้ไฟเพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้มีการเรียกรับไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซฯ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับลดลงตามราคาอ้างอิง

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจก๊าซฯ ใน 1Q2569 มีจำนวน 16,431 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,275 ล้านบาท หรือร้อยละ 24.9 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน มีจำนวน 11,635 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,427 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.8 โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ รวมถึงปริมาณขายรวมและราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น ตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ ผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากรายได้ที่ลดลงตามปริมาณการจองและการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ส่วนของต้นทุน Tc ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569 ประกอบกับ ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 1Q2569

## 1.2 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ

หน่วย : ล้านลิตร	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
ปริมาณขายเฉลี่ย	24,214	26,806	26,438	9.2%	(1.4%)

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 444,809 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 36,916 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.1 จาก 1Q2568 จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายเพิ่มขึ้น 2,224 ล้านลิตร หรือร้อยละ 9.2 จาก 24,214 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,692,274 บาร์เรลต่อวันใน 1Q2568 เป็น 26,438 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 1,847,705 บาร์เรลต่อวันใน 1Q2569 โดยหลักจากปริมาณการค้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศ (out-out trading) เพิ่มขึ้น ตามความต้องการใช้น้ำมันของลูกค้าในตลาดเอเชีย

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 1Q2569 มีขาดทุนจำนวน 151 ล้านบาท ลดลง 2,790 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยมีขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 1Q2569 อยู่ที่ 579 ล้านบาท ลดลง 2,761 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการบริหารความเสี่ยงราคาในสภาวะที่ตลาดพลังงานโลกมีความผันผวน แม้มีกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบระหว่างประเทศที่ปรับเพิ่มขึ้นตามสภาวะตลาด รวมถึงปริมาณขายรวมเพิ่มขึ้น ตามกล่าวข้างต้น

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศมีรายได้จากการขายจำนวน 444,809 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 80,611 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.1 จาก 4Q2568 ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณการขายลดลง 368 ล้านลิตร หรือร้อยละ 1.4 จาก 26,806 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 1,832,697 บาร์เรลต่อวัน ใน 4Q2568 เป็น 26,438 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 1,847,705 บาร์เรลต่อวัน ใน 1Q2569 โดยหลักจากปริมาณการค้า LNG และน้ำมันสำเร็จรูประหว่างประเทศลดลงตามความต้องการของลูกค้า

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนและการป้องกันความเสี่ยงใน 1Q2569 มีขาดทุนจำนวน 151 ล้านบาท ลดลง 1,266 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยมีขาดทุนจากการดำเนินงานตามส่วนงานรวมการปรับปรุงผลกระทบฯ ใน 1Q2069 อยู่ที่ 579 ล้านบาท ลดลง 1,244 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100 โดยหลักจากขาดทุนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจากการบริหารความเสี่ยงราคาในสภาวะที่ตลาดพลังงานโลกมีความผันผวน ประกอบกับปริมาณขายรวมลดลงตามกล่าวข้างต้น แม้มีกำไรจากส่วนต่างของราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบระหว่างประเทศที่ปรับเพิ่มขึ้น

## 2. ธุรกิจที่ ปตท. ดำเนินการผ่านบริษัทในกลุ่ม

### 2.1 กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม(ลด)	
				YoY	QoQ
ราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ย (เหรียญสหรัฐ ต่อ BOE <sup>1)</sup> )	45.7	42.6	46.0	0.7%	8.0%
ปริมาณขายเฉลี่ย (BOED <sup>2)</sup> )	484,218	539,523	553,369	14.3%	2.6%

หมายเหตุ: <sup>1</sup>BOE: Barrels of Oil Equivalent

<sup>2</sup>BOED: Barrels of Oil Equivalent per Day

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 76,087 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,921 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.9 จาก 1Q2568 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 14.3 จาก 484,218 BOED ใน 1Q2568 เป็น 553,369 BOED ใน 1Q2569 โดยหลักจากการขยายการลงทุนไปในโครงการ MTJDA แปลง A18 โครงการแอลจีเรีย ทูอ์ท โครงการมาเลเซีย เอสเค408 และโครงการในอ่าวไทยที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมถึงปริมาณขายน้ำมันดิบของโครงการ G1/61 ที่เพิ่มขึ้น ในขณะเดียวกัน ราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 0.7 จาก 45.7 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 1Q2568 เป็น 46.0 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 1Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 55,558 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,277 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.3 จาก 1Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 มีจำนวน 34,447 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,220 ล้านบาท หรือร้อยละ 17.9 จาก 1Q2568 โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับค่าเสื่อมราคาลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายรื้อถอน และค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลงจากกิจกรรมซ่อมบำรุงของโครงการในอ่าวไทยลดลง

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมลดลง โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุนทางบัญชีจากการปรับมูลค่าตามราคาตลาด (Mark-to-market) จากราคาน้ำมันล่วงหน้าที่เพิ่มขึ้น แม้ว่ากำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 PTTEP มีรายได้จากการขายจำนวน 76,087 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,715 ล้านบาท หรือร้อยละ 8.1 จาก 4Q2568 เนื่องจากปริมาณขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 2.6 จาก 539,523 BOED ใน 4Q2568 เป็น 553,369 BOED ใน 1Q2569 โดยหลักจากโครงการ MTJDA แปลง B17-01 และโครงการอาทิตย์ที่ผู้ซื้อรับก๊าซธรรมชาติมากขึ้น รวมทั้งจากการขยายการลงทุนไปในโครงการมาเลเซีย เอสเค408 ในขณะเดียวกัน ราคาขายเฉลี่ยโดยรวมเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.0 จาก 42.6 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 4Q2568 เป็น 46.0 เหรียญสหรัฐต่อ BOE ใน 1Q2569 โดยหลักจากราคาขายน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่เพิ่มขึ้นตามราคาตลาดโลก

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 55,558 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,916 ล้านบาท หรือร้อยละ 16.6 จาก 4Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 มีจำนวน 34,447 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,057 ล้านบาท หรือร้อยละ 41.2 จาก 4Q2568 โดยหลัก

จากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่ลดลงจากกิจกรรมซ่อมบำรุงของโครงการในอ่าวไทยลดลง และค่าเสื่อมราคาลดลงจากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายหรือถอน โดยมีปัจจัยหลักจากการต่ออายุระยะเวลาการผลิตโครงการคอนแท็ค 4 ไปอีก 10 ปี และการปรับเพิ่มปริมาณสำรองช่วงปลายปี 2568

ผลการดำเนินงานภาพรวมของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมลดลง โดยหลักจากขาดทุนจากสัญญาประกันความเสี่ยงราคาน้ำมัน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นผลขาดทุน Mark-to-market จากราคาน้ำมันล่วงหน้าที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับ ใน 4Q2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นกำไรประมาณ 3,000 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก) ขณะที่ใน 1Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว แม้ว่ากำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

## 2.2 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก

	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
<b>ปริมาณขายเฉลี่ย</b> (หน่วย: ล้านลิตร)	6,708	6,194	6,633	(1.1%)	7.1%
<b>ราคาเฉลี่ย</b> (หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล)					
น้ำมันเบนซิน	84.7	79.5	95.9	13.2%	20.6%
น้ำมันอากาศยาน	90.1	88.4	122.6	36.1%	38.7%
น้ำมันดีเซล	91.2	88.3	121.7	33.4%	37.8%

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 176,497 ล้านบาท ลดลง 6,202 ล้านบาท หรือร้อยละ 3.4 จาก 1Q2568 โดยหลักจากราคาขายเฉลี่ยที่อ่อนตัวลง ประกอบกับปริมาณขายภาพรวมปรับลดลง 75 ล้านลิตร หรือร้อยละ 1.1 จาก 6,708 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 468,810 บาร์เรลต่อวัน ใน 1Q2568 เป็น 6,633 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 463,569 บาร์เรลต่อวัน ใน 1Q2569 อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายสินค้าที่เพิ่มขึ้นตามการขยายสาขาของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่ม

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 7,228 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 681 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.4 จาก 1Q2568 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงาน ใน 1Q2569 มีจำนวน 5,249 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 1Q2568 จำนวน 492 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.3 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีกำไรขั้นต้นของธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่มที่ปรับตัวดีขึ้น ตามปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของธุรกิจ Oil ปรับตัวลดลง จากผลขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงของผลิตภัณฑ์น้ำมันจากราคาที่ผันผวนอย่างมาก โดยหลักจากน้ำมันอากาศยาน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นส่วนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริง

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวลดลง แม้ว่ากำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น

## ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกมีรายได้จากการขายจำนวน 176,497 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,822 ล้านบาท หรือร้อยละ 13.4 จาก 4Q2568 โดยหลักจากปริมาณขายภาพรวมปรับเพิ่มขึ้น 439 ล้านลิตร หรือร้อยละ 7.1 จาก 6,194 ล้านลิตร หรือเทียบเท่า 423,477 บาร์เรลต่อวัน ใน 4Q2568 เป็น 6,633 ล้านลิตรหรือเทียบเท่า 463,569 บาร์เรลต่อวัน ใน 1Q2569 ประกอบกับราคาน้ำมันเฉลี่ยในตลาดโลกปรับสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจ Non-oil มีรายได้ลดลง โดยหลักจากธุรกิจค้าปลีกอาหารและเครื่องดื่มที่ยอดขายสินค้ากลุ่ม non-beverage ลดลง ตามปัจจัยฤดูกาล

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 7,228 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 จำนวน 2,974 ล้านบาท หรือร้อยละ 69.9 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 มีจำนวน 5,249 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 จำนวน 2,787 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจ Non-oil มีค่าใช้จ่ายดำเนินงานลดลง จากค่าโฆษณาประชาสัมพันธ์ที่ลดลง อย่างไรก็ตาม กำไรขั้นต้นเฉลี่ยต่อลิตรของธุรกิจ Oil ปรับตัวลดลงตามกล่าวข้างต้น

ทั้งนี้ ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีกปรับตัวเพิ่มขึ้น จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับใน 4Q2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 400 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 ไม่มีรายการดังกล่าว (รายละเอียดตามภาคผนวก)

### 2.3 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
Market GRM*	3.1	8.0	13.1	>100.0%	63.8%
Inventory gain (loss) excl. NRV	0.6	(3.2)	16.9	>100.0%	>100.0%
Hedging gain (loss)	0.4	(0.8)	(4.8)	<(100.0%)	<(100.0%)
Accounting GRM	4.1	4.0	25.2	>100.0%	>100.0%
Refinery Utilization rate** (%)	103.8%	93.6%	105.5%	1.7%	11.9%

\*ไม่รวมค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน

\*\*จากโรงกลั่น 3 แห่ง คือ TOP GC และ IRPC

หน่วย: เหรียญสหรัฐ ต่อตัน	1Q2568	4Q2568	1Q2569	%เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
<b>โอเลฟินส์</b>					
Naphtha (MOPJ)	658	564	720	9.4%	27.7%
HDPE	978	871	1,044	6.7%	19.9%
LDPE	1,194	1,048	1,198	0.3%	14.3%
LLDPE	1,020	865	1,027	0.7%	18.7%
PP	1,023	868	1,050	2.6%	21.0%
<b>อะโรเมติกส์</b>					
Condensate	641	553	707	10.3%	27.8%
PX (TW)	861	829	1,006	16.8%	21.4%
PX (TW) – Condensate	220	276	299	35.9%	8.3%
BZ	875	666	842	(3.8%)	26.4%
BZ – Condensate	234	113	135	(42.3%)	19.5%

## ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 344,999 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 34,661 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.2 จาก 1Q2568 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับปริมาณขายเพิ่มขึ้น ตามอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของกลุ่มเพิ่มขึ้น จากร้อยละ 103.8 ใน 1Q2568 เป็นร้อยละ 105.5 ใน 1Q2569

อย่างไรก็ตาม ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายลดลง จากกลุ่มโพลีเอทิลีนที่มีปริมาณขายลดลง โดยหลักจาก GC ตามอัตราการใช้กำลังการผลิตที่ลดลง แม้ราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่กลุ่มอะโรเมติกส์ มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายผลิตภัณฑ์ PX ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1Q2569 มีจำนวน 67,916 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54,541 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 1Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 57,291 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54,971 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM เพิ่มขึ้นจาก 3.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1Q2568 เป็น 13.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1Q2569 จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเบนซินปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น (ใน 1Q2569 มีกำไรจากสต็อกน้ำมัน 16.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 1Q2568 มีกำไร 0.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) อย่างไรก็ตาม ใน 1Q2569 มีการรับรู้ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มอะโรเมติกส์ตามปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ PX กับริวัตถุดิบปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่กลุ่มโพลีเอทิลีนมีผลการดำเนินงานใกล้เคียงกับ 1Q2568

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ 1Q2568 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 1Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 5,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2568 สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 200 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

## ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นมีรายได้จากการขายจำนวน 344,999 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 77,858 ล้านบาท หรือร้อยละ 29.1 โดยหลักจากธุรกิจการกลั่น ตามปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น เนื่องจาก GC มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงกลั่นใน 4Q2568 โดยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยของกลุ่มเพิ่มขึ้น จากร้อยละ 93.6 ใน 4Q2568 เป็นร้อยละ 105.5 ใน 1Q2569 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ

ธุรกิจปิโตรเคมีมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นเช่นกัน โดยหลักจากกลุ่มอะโรเมติกส์ มีปริมาณขายที่เพิ่มขึ้น จาก GC มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงอะโรเมติกส์หน่วยที่ 2 ใน 4Q2568 ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์ BZ และ PX ปรับเพิ่มขึ้น สำหรับกลุ่มโอเลฟินส์มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้น

EBITDA ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1Q2569 มีจำนวน 67,916 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 57,770 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 และใน 1Q2569 มีกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานจำนวน 57,291 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 58,078 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจการกลั่น**ปรับตัวเพิ่มขึ้น จาก Market GRM เพิ่มขึ้นจาก 8.0 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 4Q2568 เป็น 13.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลใน 1Q2569 โดยหลักจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซล ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งปริมาณขายเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับกำไรจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้ (ใน 1Q2569 มีกำไรจากสต็อกน้ำมัน 16.9 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ใน 4Q2568 ขาดทุน 3.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล) แม้ว่าใน 1Q2569 มีการรับรู้ขาดทุนจากการป้องกันความเสี่ยงเพิ่มขึ้น
- ผลการดำเนินงานของ**ธุรกิจปิโตรเคมี**ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยหลักจากกลุ่มอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้น ตามปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น รวมทั้งส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ BZ และ PX กับวัตถุดิบปรับเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มโอเลฟินส์ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้นจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบปรับเพิ่มขึ้น

ภาพรวมผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่นใน 1Q2569 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับ 4Q2568 จากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น แม้ว่าใน 1Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 5,500 ล้านบาท ขณะที่ใน 4Q2568 สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 300 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

### ผลกระทบภายหลัง 1Q2569 จากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในวันออกกลาง

ผลกระทบจากความตึงเครียดในวันออกกลางเริ่มส่งผลกระทบต่อต้นทุนน้ำมันดิบอย่างมีนัยสำคัญตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบและส่วนเพิ่มราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่ซื้อขายจริงในตลาดปรับสูงขึ้น ทำให้ต้นทุนน้ำมันดิบใน 2Q2569 ปรับเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งธุรกิจโรงกลั่นอาจต้องรับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน หากสถานการณ์ความขัดแย้งคลี่คลายและราคาน้ำมันในตลาดโลกปรับลดลง ประกอบกับต้นทุนน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูงจะส่งผลกระทบต่อค่าการกลั่นในอนาคต หากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดปรับลดลงหลังสถานการณ์คลี่คลาย

## 2.4 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืน

	1Q2568	4Q2568	1Q2569	% เพิ่ม (ลด)	
				YoY	QoQ
ปริมาณขายไฟฟ้า (GWh)	4,628	4,979	3,602	(22.2%)	(27.7%)
ปริมาณขายไอน้ำ (พันตัน)	3,343	3,413	3,629	8.6%	6.3%

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 16,837 ล้านบาท ลดลง 11,360 ล้านบาท หรือร้อยละ 40.3 โดยหลักจากรายได้รวมของ GPSC ลดลง จากรายได้ของโรงไฟฟ้าผู้ผลิตอิสระ (Independent Power Producer: IPP) ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง เนื่องจากใน 1Q2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า Gheco-One เป็นระยะเวลา 88 วัน รวมถึงรายได้ของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (Small Power Producer: SPP) ลดลงจากราคาขายไฟฟ้าเฉลี่ยจากค่า FT ที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับปริมาณขายที่ลดลงเนื่องจากสัญญาการซื้อขายของโรงไฟฟ้า GSPP3 และ GSPP11 Phase 1 กับ กฟผ. หมดยุทธศาสตร์ รวมถึงรายได้รวมของ PTTGM ลดลง โดยหลักจากธุรกิจจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนใน Lotus Pharmaceutical Company Limited (Lotus) ตั้งแต่ 4Q2568

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 3,652 ล้านบาท ลดลง 2,952 ล้านบาท หรือร้อยละ 44.7 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 มีจำนวน 1,173 ล้านบาท ลดลง 2,276 ล้านบาท หรือร้อยละ 66.0 โดยหลักจากกำไรขั้นต้นของ GPSC ลดลง จากโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า Gheco-One ตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับกำไรขั้นต้นของ PTTGM ลดลง โดยหลักจากการเปลี่ยนสถานะเงินลงทุนของธุรกิจยาตามกล่าวข้างต้น

ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 1Q2569 เมื่อเปรียบเทียบกับ 1Q2568 ลดลง โดยหลักจากกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานลดลงตามกล่าวข้างต้น ประกอบกับมีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษีเป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท ใน 1Q2569 ขณะที่รับรู้เป็นขาดทุนประมาณ 100 ล้านบาท ใน 1Q2568 (รายละเอียดตามภาคผนวก)

### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 กลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนมีรายได้จากการขายจำนวน 16,837 ล้านบาท ลดลง 2,763 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.1 โดยหลักจากรายได้รวมของ GPSC ลดลง จากรายได้ของโรงไฟฟ้า IPP ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลงเนื่องจากใน 1Q2569 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนงานและปรับปรุงประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า Gheco-One ตามกล่าวข้างต้น

EBITDA ใน 1Q2569 มีจำนวน 3,652 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 376 ล้านบาท หรือร้อยละ 11.5 และกำไรจากการดำเนินงานตามส่วนงานใน 1Q2569 มีจำนวน 1,173 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 448 ล้านบาท หรือร้อยละ 61.8 โดยหลักจากค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารของ GPSC ที่ปรับตัวลดลงตามฤดูกาล รวมถึงกำไรขั้นต้นตรงตัวตามปริมาณความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำของลูกค้าอุตสาหกรรมที่เพิ่มขึ้นจากปัจจัยฤดูกาลของโรงไฟฟ้า SPP ขณะที่รายได้ของโรงไฟฟ้า IPP ลดลง ตามค่าความพร้อมจ่ายที่ลดลง ตามกล่าวข้างต้น

อย่างไรก็ตาม ผลการดำเนินงานภาพรวมของกลุ่มธุรกิจใหม่และความยั่งยืนใน 1Q2569 ลดลงเมื่อเปรียบเทียบกับ 4Q2568 แม้ว่าการดำเนินงานตามส่วนงานจะเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น เนื่องจากใน 4Q2568 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภาษี เป็นกำไรประมาณ 7,800 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2569 รับรู้เป็นขาดทุนประมาณ 500 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

## ภาพรวมผลการดำเนินงานของ ปตท. และบริษัทย่อย

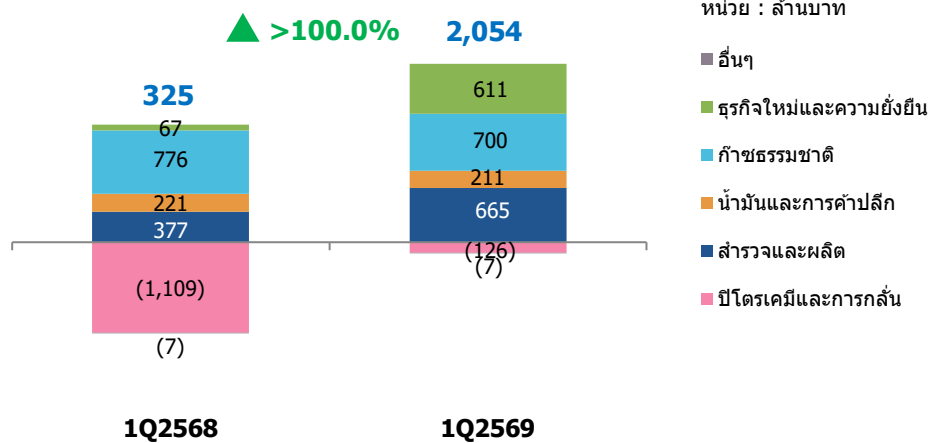
### ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 1 ปี 2568

ใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 718,729 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 1Q2568 จำนวน 18,506 ล้านบาท หรือร้อยละ 2.6 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจการค้ำระหว่างประเทศ กลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง ประกอบกับปริมาณขายเพิ่มขึ้น ขณะที่กลุ่มธุรกิจก๊าซมีรายได้จากการขายลดลง โดยหลักจากธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับลดลงตามราคา Pool Gas และราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับลดลงตามราคาอ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายก๊าซฯ เฉลี่ยเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซฯ มีรายได้ลดลงตามปริมาณของที่ลดลง รวมถึงการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซฯ ทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซฯ ส่วนของต้นทุนผันแปร (Tc) ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569 อย่างไรก็ตาม ธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีรายได้จากการขายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG และ Propane ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 1Q2569 มีจำนวน 115,879 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21,379 ล้านบาท หรือร้อยละ 22.6 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และปริมาณขายเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรต่อน้ำมันสุทธิกับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับของสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2568 มีผลกำไรประมาณ 1,500 ล้านบาท ประกอบกับธุรกิจปิโตรเคมีเพิ่มขึ้น ตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบ และปริมาณขายของกลุ่มอะโรเมติกส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อีกทั้ง กลุ่มธุรกิจก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซฯ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซฯ ที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซฯ ใหม่ที่เริ่มมีผลตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 และปริมาณขายรวมที่เพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงจากอัตราแลกเปลี่ยน เนื่องจากค่าเงินบาทแข็งค่าขึ้นใน 1Q2569 ประกอบกับราคาปิโตรเคมีที่ใช้อ้างอิงส่วนใหญ่ปรับลดลง อย่างไรก็ตาม ธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซฯ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซฯ (C-day) ใน 1Q2569

ใน 1Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 42,012 ล้านบาท ลดลง 2,788 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.2 โดยหลักจาก PTTEP จากการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายเรือดอน

## ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 1Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,054 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,729 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลการดำเนินงานของบริษัทร่วมของกลุ่มปิโตรเคมีและการกลั่นเพิ่มขึ้นจากบริษัท อูเบะ เคมิคอลส์ (เอเซีย) จำกัด (มหาชน) (UCHA) ซึ่งเป็นบริษัทร่วมของ IRPC จากการรับรู้ส่วนแบ่งผลขาดทุนจากการด้อยค่าใน 1Q2568

ใน 1Q2569 มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงิน 1,102 ล้านบาท ลดลง 831 ล้านบาท หรือร้อยละ 43.0

ใน 1Q2569 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 1,121 ล้านบาท ลดลง 3,386 ล้านบาท หรือร้อยละ 75.1 โดยหลักจากผลขาดทุนอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินกู้ยืมสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า (ใน 1Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 1.25 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 1Q2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 0.06 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 1Q2569 มีการรับรู้ Non-recurring Items สุทธิภายใต้ตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท ขณะที่ใน 1Q2568 รับรู้เป็นผลขาดทุนประมาณ 200 ล้านบาท

ต้นทุนทางการเงินใน 1Q2569 มีจำนวน 8,239 ล้านบาท ลดลง 2,746 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.0 โดยหลักจาก GC จากการจ่ายชำระคืนเงินกู้และซื้อคืนหุ้นกู้

ภาษีเงินได้ใน 1Q2569 จำนวน 23,872 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 7,798 ล้านบาท หรือร้อยละ 48.5 โดยหลักจาก TOP และ IRPC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ในไตรมาสนี้ ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 25,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,423 ล้านบาท หรือร้อยละ 10.4 จากกำไรสุทธิจำนวน 23,315 ล้านบาท ใน 1Q2568

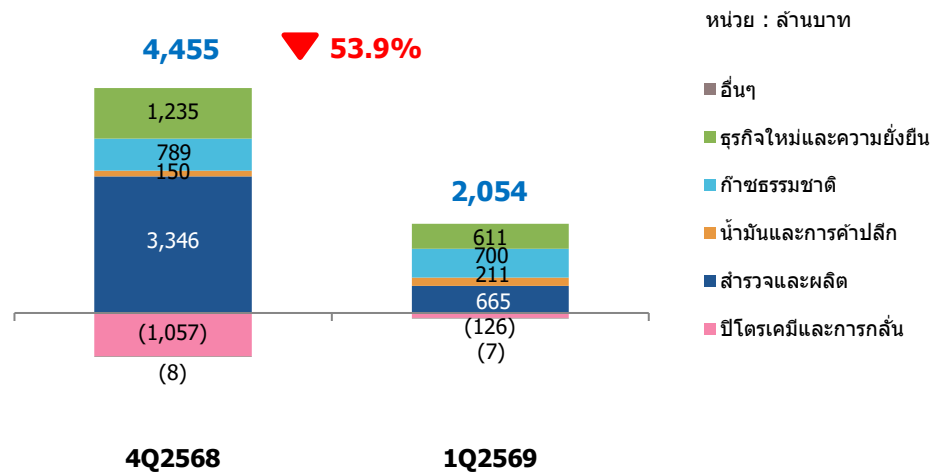
## ผลการดำเนินงานไตรมาส 1 ปี 2569 เปรียบเทียบกับไตรมาส 4 ปี 2568

ใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีรายได้จากการขายจำนวน 718,729 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก 4Q2568 จำนวน 80,250 ล้านบาท หรือร้อยละ 12.6 โดยหลักจากรายได้ของกลุ่มธุรกิจการค้าระหว่างประเทศ จากราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันที่อ้างอิง แม้ว่าปริมาณขายลดลง ประกอบกับรายได้ของกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น และธุรกิจน้ำมันและการค้าปลีก ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาและปริมาณขายผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซ มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซที่มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น จากปริมาณขายผลิตภัณฑ์รวมของธุรกิจโรงแยกก๊าซ ที่เพิ่มขึ้น โดยหลักจากผลิตภัณฑ์ LPG Propane และ NGL ตามความต้องการของลูกค้าที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับใน 1Q2569 ไม่มีการปิดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซ ขณะเดียวกันราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น ตามราคาปิโตรเคมีในตลาดที่ใช้อ้างอิง ในส่วนธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีรายได้เพิ่มขึ้นจากปริมาณขายก๊าซเฉลี่ยเพิ่มขึ้น โดยหลักจากลูกค้ากลุ่มโรงไฟฟ้าที่ความต้องการใช้ไฟเพิ่มขึ้นตามปัจจัยฤดูกาล ประกอบกับมีการปลดโรงไฟฟ้าแม่เมาะหน่วยที่ 9-10 ตั้งแต่วันที่ 1 ม.ค. 2569 ทำให้มีการเรียกเก็บไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าที่ใช้ก๊าซ เป็นเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น แม้ว่าราคาขายเฉลี่ยให้กับกลุ่มลูกค้าอุตสาหกรรมปรับลดลงตามราคาที่ใช้อ้างอิง

EBITDA รวมการปรับปรุงผลกระทบจากการป้องกันความเสี่ยงใน 1Q2569 มีจำนวน 115,879 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 38,258 ล้านบาท หรือร้อยละ 49.3 จาก 4Q2568 โดยหลักจากกลุ่มธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น โดยธุรกิจการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Market GRM และปริมาณขายเพิ่มขึ้น รวมถึงกำไรสต็อกน้ำมันสุทธิกับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับของสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้น โดยใน 1Q2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีผลกำไรประมาณ 46,000 ล้านบาท ขณะที่ใน 4Q2568 มีผลขาดทุนประมาณ 8,200 ล้านบาท รวมถึงธุรกิจปิโตรเคมีเพิ่มขึ้นตามส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบ และปริมาณขายของกลุ่มอะโรเมติกส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกลุ่มธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและค่าเสื่อมราคาลดลง นอกจากนี้ กลุ่มธุรกิจก๊าซ มีผลการดำเนินงานเพิ่มขึ้น โดยหลักจากธุรกิจโรงแยกก๊าซ มีกำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้นจากต้นทุนก๊าซที่ปรับลดลง จากการปรับโครงสร้างราคาก๊าซ ใหม่ รวมถึงปริมาณขายรวมและราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามกล่าวข้างต้น อย่างไรก็ตาม ธุรกิจระบบท่อส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานลดลง จากรายได้ที่ลดลงตามปริมาณการจองและการปรับลดอัตราค่าบริการขนส่งก๊าซ ส่วนของ Tc ตั้งแต่วันที่ 1 ก.พ. 2569 ประกอบกับธุรกิจจัดหาและค้าส่งก๊าซ มีผลการดำเนินงานลดลง โดยหลักจากการบันทึกค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการปรับกรอบคุณภาพก๊าซ (C-day) ใน 1Q2569

ใน 1Q2569 ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายมีจำนวน 42,012 ล้านบาท ลดลง 2,552 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.7 โดยหลักจาก PTTEP ตามการปรับลดประมาณการค่าใช้จ่ายเรือถอน

## ส่วนแบ่งกำไร (ขาดทุน) จากการร่วมค้าและบริษัทร่วม



ใน 1Q2569 มีส่วนแบ่งกำไรจากการร่วมค้าและบริษัทร่วมจำนวน 2,054 ล้านบาท ลดลง 2,401 ล้านบาท หรือร้อยละ 53.9 โดยหลักจากใน 4Q2568 PTTEP มีกำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการแอลจีเรีย ทูอัท

ใน 1Q2569 มีขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์ทางการเงิน 1,102 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,056 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0

ใน 1Q2569 มีกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 1,121 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 921 ล้านบาท หรือมากกว่าร้อยละ 100.0 โดยหลักจากผลกำไรอัตราแลกเปลี่ยนที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงของเงินฝากสกุลเงินเหรียญสหรัฐเพิ่มขึ้นตามค่าเงินบาทที่อ่อนค่า (ใน 1Q2569 เงินบาทปิดอ่อนค่า 1.25 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ขณะที่ใน 4Q2568 เงินบาทปิดแข็งค่า 0.72 บาทต่อเหรียญสหรัฐ)

ใน 1Q2569 มีการรับรู้รายการที่ไม่ได้เกิดขึ้นประจำ (Non-recurring Items) สุทธิภายใต้ตามสัดส่วนของ ปตท. เป็นขาดทุนประมาณ 2,900 ล้านบาท ขณะที่ใน 4Q2568 เป็นกำไรประมาณ 9,300 ล้านบาท (รายละเอียดตามภาคผนวก)

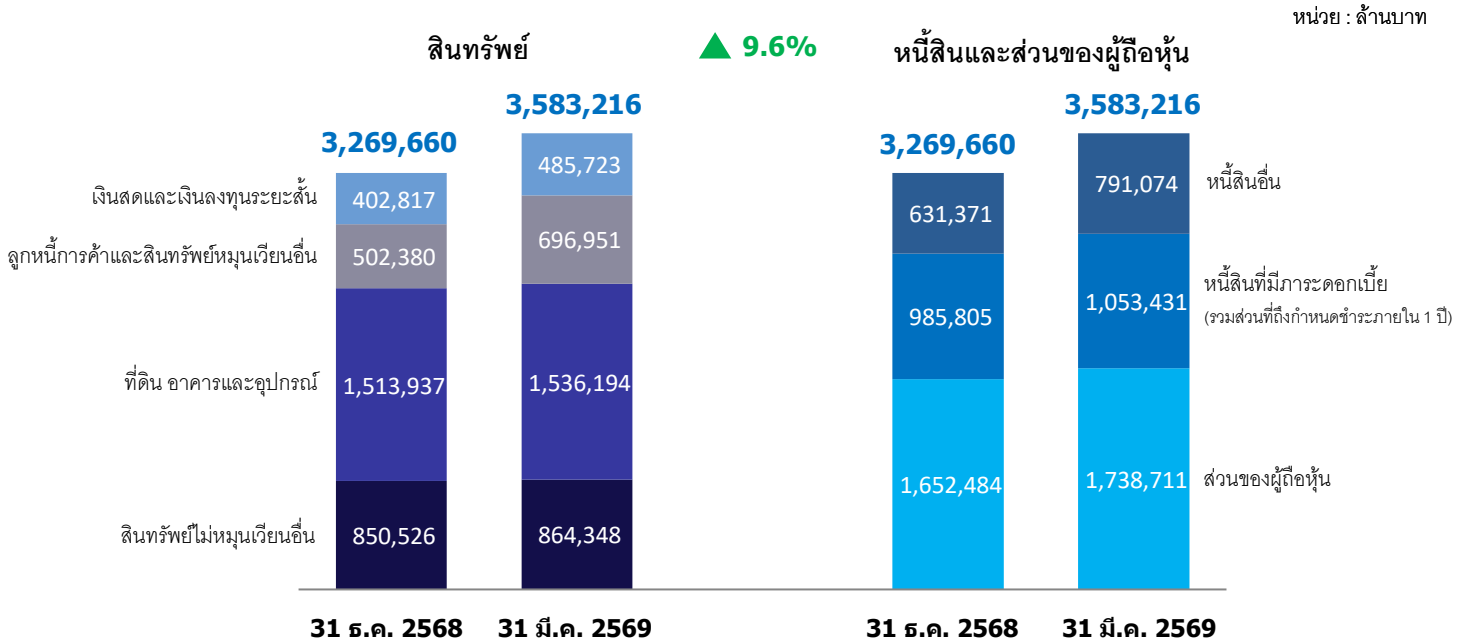
ต้นทุนทางการเงินใน 1Q2569 มีจำนวน 8,239 ล้านบาท ลดลง 677 ล้านบาท หรือร้อยละ 7.6 โดยหลักจากดอกเบี้ยจ่ายของ PTTEP

ภาษีเงินได้ใน 1Q2569 จำนวน 23,872 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,896 ล้านบาท หรือร้อยละ 99.3 โดยหลักจาก PTTEP จากโครงการปิโตรเลียมในประเทศ รวมถึง TOP และ IRPC ตามผลการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น

จากที่กล่าวข้างต้น ส่งผลให้ใน 1Q2569 นี้ ปตท. และบริษัทย่อยมีกำไรสุทธิจำนวน 25,738 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 204 ล้านบาท หรือร้อยละ 0.8 จากกำไรสุทธิจำนวน 25,534 ล้านบาท ใน 4Q2568

## วิเคราะห์ฐานะการเงิน ปตท. และบริษัทย่อย

ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 เปรียบเทียบกับ ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568


**สินทรัพย์**

ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้นจำนวน 3,583,216 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 313,556 ล้านบาท หรือร้อยละ 9.6 เป็นผลมาจาก

: เงินสดและเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 82,906 ล้านบาท หรือร้อยละ 20.6 โดยหลักจากกิจกรรมจัดหาเงิน และเงินสดรับจากกิจกรรมดำเนินงาน สู่สิทธิกับการจ่ายลงทุนของ PTTEP

: ลูกหนี้การค้าและสินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 194,571 ล้านบาท หรือร้อยละ 38.7 สาเหตุหลักมาจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 102,410 ล้านบาท โดยหลักจากเงินวางหลักประกัน (Margin call) ของ PTTT และเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างรับเพิ่มขึ้น
- ลูกหนี้การค้าและสินค้างเหลือเพิ่มขึ้นจำนวน 58,130 ล้านบาท และจำนวน 34,031 ล้านบาท ตามลำดับ จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณเพิ่มขึ้น

: ที่ดิน อาคารและอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 22,257 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.5 โดยหลักจากการลงทุนในโครงการสัมปทานกาชาโครงการ G1/61 และโครงการ G2/61 ของ PTTEP รวมถึงโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) ของ TOP สู่สิทธิกับค่าเสื่อมราคาสำหรับงวด และการด้อยค่าสินทรัพย์ของ GC

: สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 13,822 ล้านบาท หรือร้อยละ 1.6 โดยหลักจากเงินลงทุนระยะยาวเพิ่มขึ้นจากการลงทุนของ OR และส่วนแบ่งกำไรในการร่วมค้าและบริษัทร่วม รวมถึงการปรับมูลค่ายุติธรรมเพิ่มขึ้น

## หนี้สิน

ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีหนี้สินรวมจำนวน 1,844,505 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 227,329 ล้านบาท หรือร้อยละ 14.1 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

: หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นจำนวน 67,626 ล้านบาท หรือร้อยละ 6.9 โดยหลักจากการกู้ยืมเงินระยะสั้นและระยะยาวของ PTTT GC และ PTT TANK รวมถึงผลต่างการแปลงค่างบการเงิน สหพันธ์กับการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวของ TOP OR และ GPSC

: หนี้สินอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 159,703 ล้านบาท หรือร้อยละ 25.3 โดยหลักจากเจ้าหนี้การค้า จากปัจจัยด้านราคาและปริมาณ และหนี้สินตราสารอนุพันธ์หมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยหลักจาก PTTT และ PTTT LDN รวมถึงประมาณการหนี้สินค่าเรือถอนระยะยาวของ PTTEP ที่เพิ่มขึ้น

## ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 มี.ค. 2569 ปตท. และบริษัทย่อยมีส่วนของผู้ถือหุ้นจำนวนรวม 1,738,711 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธ.ค. 2568 จำนวน 86,227 ล้านบาท หรือร้อยละ 5.2 โดยหลักจากผลการดำเนินงานสำหรับงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มี.ค. 2569 ของ ปตท. และบริษัทย่อยที่มีกำไรจำนวน 25,738 ล้านบาท ซึ่งส่งผลให้กำไรสะสมเพิ่มขึ้น รวมถึงการออกหุ้นกู้ด้วยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุนของ TOP และผลต่างการแปลงค่างบการเงิน

## สภาพคล่อง

สภาพคล่องของ ปตท. และบริษัทย่อยสำหรับงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มี.ค. 2569 มีกระแสเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 78,614 ล้านบาท โดยมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวดจำนวน 346,817 ล้านบาท เป็นผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวดเท่ากับ 425,431 ล้านบาท ทั้งนี้ รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

	งบการเงินรวม
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน	58,157
กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุน	(53,235)
กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงิน	62,465
ผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนในเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด	8,856
ผลต่างจากการแปลงค่างบการเงิน	2,360
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดที่ถูกจัดประเภทเป็นสินทรัพย์ที่ถือไว้เพื่อขาย	11
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นระหว่างงวด-สุทธิ	78,614
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันต้นงวด	346,817
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ วันปลายงวด	425,431

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานมีจำนวน 58,157 ล้านบาท โดยมาจากกำไรก่อนภาษีเงินได้จำนวน 65,495 ล้านบาท ปรับปรุงด้วยรายการที่ไม่ใช่เงินสดจำนวน 90,236 ล้านบาท ซึ่งรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดเพิ่มขึ้น ได้แก่

ขาดทุนจากตราสารอนุพันธ์จำนวน 61,214 ล้านบาท ค่าเสื่อมราคาและค่าตัดจำหน่ายจำนวน 42,012 ล้านบาท และค่าเผื่อการด้อยค่าของสินทรัพย์จำนวน 10,266 ล้านบาท สำหรับรายการหลักที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลง ได้แก่ กำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของสัญญาซื้อขายสินค้าที่ยังไม่เกิดขึ้นจริงจำนวน 15,280 ล้านบาท โอนกลับค่าเผื่อการปรับมูลค่าสินค้าคงเหลือจำนวน 5,729 ล้านบาท กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนจำนวน 3,485 ล้านบาท และปรับปรุงด้วยการเปลี่ยนแปลงในสินทรัพย์ดำเนินงานสุทธิที่มีผลให้กระแสเงินสดลดลงจำนวน 89,826 ล้านบาท ขณะที่เงินสดจ่ายภาษีเงินได้จำนวน 7,748 ล้านบาท

กระแสเงินสดสุทธิใช้ไปในกิจกรรมลงทุนมีจำนวน 53,235 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินจ่ายสุทธิสำหรับลงทุนในที่ดิน อาคารและอุปกรณ์ อสังหาริมทรัพย์เพื่อการลงทุน สินทรัพย์ไม่มีตัวตน และสินทรัพย์ที่เกิดจากการสำรวจและประเมินค่ารวมจำนวน 52,001 ล้านบาท โดยหลักจากการลงทุนของ PTTEP ในสินทรัพย์เพื่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสำหรับโครงการสัมปทานก๊าซ โครงการ G1/61 และโครงการ G2/61 รวมถึงการลงทุนของ TOP ในโครงการ CFP

: เงินจ่ายสุทธิสำหรับเงินลงทุนระยะยาวจำนวน 2,523 ล้านบาท โดยหลักจากการลงทุนในการร่วมค้าและบริษัทร่วมของ OR

: เงินรับจากเงินปันผลและดอกเบี้ยจำนวน 2,263 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTEP ปตท. และ PTTGM

กระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมจัดหาเงินมีจำนวน 62,465 ล้านบาท ส่วนใหญ่เนื่องมาจาก

: เงินรับสุทธิจากการกู้ยืมระยะสั้นและระยะยาวสุทธิจำนวน 50,962 ล้านบาท โดยหลักจาก PTTT PTT TANK และ GC

: เงินรับจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้นของ TOP จำนวน 18,900 ล้านบาท

: เงินจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 6,304 ล้านบาท โดยหลักจาก GC GPSC และ ปตท.

**อัตราส่วนทางการเงินและกำไรต่อหุ้นของ ปตท. และบริษัทย่อย**

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	1Q2568	1Q2569
<u>อัตราส่วนแสดงความสามารถในการหากำไร</u>			
อัตรากำไรขั้นต้น	%	11.06	23.99
อัตรากำไรสุทธิ	%	4.54	5.79
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนความสามารถชำระดอกเบี้ย	เท่า	8.51	22.53
<u>กำไรสุทธิต่อหุ้น</u>			
กำไรสุทธิต่อหุ้น	บาท/หุ้น	0.81	0.91

อัตราส่วนทางการเงิน	หน่วย	31 ธ.ค. 68	31 มี.ค. 69
<u>อัตราส่วนสภาพคล่อง</u>			
อัตราส่วนสภาพคล่อง	เท่า	1.60	1.47
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว	เท่า	1.08	0.93
<u>อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน</u>			
อัตราส่วนหนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ยต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	เท่า	0.60	0.61

หมายเหตุ:

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

## แนวโน้มสถานการณ์เศรษฐกิจในไตรมาสที่ 2 ปี 2569

เศรษฐกิจโลกในไตรมาสที่ 2 ของปี 2569 (2Q2569) แนวโน้มขยายตัวชะลอลงจาก 1Q2569 ท่ามกลางความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ดำเนินอย่างต่อเนื่อง โดยส่งผลกระทบต่อเศรษฐกิจโลกผ่านสามช่องทาง ได้แก่ 1) ผลกระทบทางตรงจากราคาพลังงาน ต้นทุนสินค้าและบริการที่สูงขึ้น โดยเฉพาะอุตสาหกรรมที่พึ่งพาพลังงานเป็นต้นทุนหลัก อาทิ ปิโตรเคมีภัณฑ์ อาหาร ขนส่ง และระบบให้ความร้อน ส่งผลให้อัตราเงินเฟ้อปรับตัวสูงขึ้นและกำลังซื้อของครัวเรือนปรับตัวลดลง 2) ผลกระทบทางอ้อมจากการขอขึ้นค่าแรงและราคาสินค้าและบริการ เพื่อชดเชยอัตราเงินเฟ้อที่ปรับขึ้น โดยเฉพาะในประเทศที่ความเชื่อมั่นในเสถียรภาพราคาอยู่ในระดับต่ำ และ 3) ตลาดการเงินโลกที่อาจเข้าสู่ภาวะปิดรับความเสี่ยง จากความไม่แน่นอนทางภูมิเศรษฐศาสตร์และการแข็งค่าขึ้นของเงินเหรียญสหรัฐ ส่งผลให้นักลงทุนทยอยขายสินทรัพย์เสี่ยง ทำให้เงินทุนไหลออกจากตลาดเกิดใหม่ อย่างไรก็ตาม ยังคงต้องติดตามสถานการณ์ โดยเฉพาะผลของการเจรจาสันติภาพระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านว่าจะสามารถบรรลุข้อตกลงหยุดยิงอย่างถาวร และเอื้อให้เกิดการกลับมาเปิดช่องแคบฮอร์มุซได้ในเวลาใด

ตามรายงานของ S&P Global ณ เดือนเมษายน 2569 ความต้องการใช้น้ำมันของโลกในปี 2569 คาดว่าจะลดลง 2.0 MMBD ไปอยู่ที่ระดับ 104.1 MMBD จากข้อจำกัดด้านอุปทาน ท่ามกลางผลกระทบของความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทำให้ตลาดเปลี่ยนจากภาวะการชะงักของการส่งออกไปสู่ภาวะตึงตัวด้านอุปทาน และเริ่มถ่ายเทแรงกดดันมายังฝั่งอุปสงค์ โดยเฉพาะในช่วงเดือนมีนาคมถึงมิถุนายน ซึ่งภาคปิโตรเคมี การบิน และการขนส่งได้รับผลกระทบจากราคาพลังงานที่ปรับสูงขึ้น การขาดแคลนวัตถุดิบ และข้อจำกัดด้านโลจิสติกส์ ทั้งนี้ คาดว่าราคาน้ำมันดิบดูไบในปี 2569 จะเฉลี่ยอยู่ที่ระดับ 82-92 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และค่าการกลั่นอ้างอิงสิงคโปร์คาดว่าจะเฉลี่ยอยู่ที่ 12.5-13.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ราคามลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ใน 2Q2569 สายโพลีเอทิลีนและอะโรเมติกส์มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น ตามราคาน้ำมันดิบและแนฟทาจากความตึงเครียดในตะวันออกกลางและเริ่มคลี่คลายในช่วงกลางไตรมาส อย่างไรก็ตาม ปัจจัยกดดันหลักยังคงมาจากภาวะอุปทานส่วนเกินในตลาดโลก ประกอบกับอุปสงค์ปลายน้ำที่ฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ส่งผลให้การปรับขึ้นของราคายังมีข้อจำกัด แม้ในช่วงไตรมาสนี้จะเข้าสู่ฤดูกาลปิดซ่อมบำรุงของโรงงานบางส่วนในเอเชีย

- **ราคากลุ่มผลิตภัณฑ์โพลีเอทิลีน** ใน 2Q2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า โดยคาดว่าราคา HDPE และ PP จะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบประมาณ 1,450–1,550 เหรียญสหรัฐต่อดัน และ 1,340–1,440 เหรียญสหรัฐต่อดัน ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากต้นทุนวัตถุดิบที่ยังอยู่ในระดับสูง รวมถึงอุปทานที่ตึงตัวขึ้นในบางช่วงจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซและจากการปิดซ่อมบำรุงตามฤดูกาล รวมถึงการปรับลดอัตราการผลิตเครื่องของผู้ผลิตในเอเชีย อย่างไรก็ตาม อุปทานใหม่ในภูมิภาค โดยเฉพาะจากจีน และสหรัฐฯ ยังมีแนวโน้มเข้าสู่ตลาดเอเชียอย่างต่อเนื่อง ขณะที่อุปสงค์ปลายน้ำยังฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ส่งผลให้การปรับขึ้นของราคายังมีข้อจำกัด
- **ราคากลุ่มผลิตภัณฑ์อะโรเมติกส์** ใน 2Q2569 มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้นจากไตรมาสก่อนหน้า โดยคาดว่าราคา BZ จะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบประมาณ 1,010–1,110 เหรียญสหรัฐต่อดัน และราคา PX อยู่ในกรอบประมาณ 1,105–1,205 เหรียญสหรัฐต่อดัน โดยได้รับแรงสนับสนุนจากต้นทุนแนฟทาที่อยู่ในระดับสูง และอุปทานที่ตึงตัวขึ้นในบางช่วงจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงงาน ประกอบกับปัจจัยด้านภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางที่เพิ่มความผันผวนให้กับตลาด

อย่างไรก็ตาม อุปทานใหม่ในภูมิภาค โดยเฉพาะจากจีน ยังคงเป็นปัจจัยกดดันสำคัญ ขณะที่อุปสงค์ปลายน้ำ โดยเฉพาะในห่วงโซ่โพลีเอสเตอร์และสไตรีน ยังฟื้นตัวได้จำกัด ส่งผลให้ราคายังคงเคลื่อนไหวในกรอบดังกล่าว

**ราคาโพรเพน (C3)** ใน 2Q2569 เมื่อเทียบกับ 1Q2569 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยคาดว่าราคาโพรเพนจะเคลื่อนไหวอยู่ในกรอบ 630 – 730 เหรียญสหรัฐต่อตัน โดยมีปัจจัยหลักจากอุปทานโพรเพนในตะวันออกกลางที่ได้รับผลกระทบอย่างหนักจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางขนส่งหลักของ LPG จากอ่าวเปอร์เซีย (Persian Gulf) คิดเป็นมากกว่า 3.5 ล้านตันต่อเดือน หรือมากกว่าร้อยละ 30 ของการส่งออกโลก แม้ว่าซาอุดีอาระเบียจะเพิ่มการส่งออกโพรเพนจากเมือง Yanbu ผ่านเส้นทางทะเลแดง ซึ่งเป็นเส้นทางสำรองเพื่อหลีกเลี่ยงข้อจำกัดของเส้นทางหลักจากช่องแคบฮอร์มุซ ประกอบกับปริมาณการส่งออกโพรเพนจากสหรัฐฯ และภูมิภาคอื่นๆ ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จะช่วยชดเชยอุปทานที่ขาดหายไปได้บางส่วน แต่ปริมาณดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยการสูญเสียอุปทานทั้งหมดจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ อย่างไรก็ตาม แม้อุปทานยังคงตึงตัว แต่ความต้องการใช้โพรเพนเริ่มส่งสัญญาณชะลอลง โดยเฉพาะในภาคปิโตรเคมีที่มีการลดกำลังการผลิตหรือเลื่อนการกลับมาเดินเครื่อง เพื่อลดต้นทุนวัตถุดิบที่ยังอยู่ในระดับสูง ประกอบกับมาตรการควบคุมการใช้พลังงานในภาคครัวเรือนและพาณิชย์ เพิ่มความกดดันให้การเติบโตของอุปสงค์ในระยะสั้นอ่อนแรงลง

**ราคา Spot LNG** ใน 2Q2569 เมื่อเทียบกับ 1Q2569 มีแนวโน้มทรงตัวอยู่ในระดับสูงต่อเนื่อง โดยคาดว่าจะเคลื่อนไหวในกรอบ 16.5–19.5 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู ทั้งนี้ คาดว่าการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะยังอยู่ในระดับต่ำในช่วงเดือนเมษายน ก่อนทยอยฟื้นตัวอย่างค่อยเป็นค่อยไป ท่ามกลางความเสี่ยงด้านความปลอดภัยในการดำเนินงานและข้อจำกัดในการส่งออก ส่งผลให้อุปทาน LNG โลกยังคงตึงตัวในไตรมาสที่ 2 อย่างไรก็ตาม ราคามีแนวโน้มเผชิญแรงกดดันจากปัจจัยด้านอุปสงค์ โดยเฉพาะสภาพอากาศที่อุ่นขึ้นในภูมิภาคเอเชีย การลดการใช้ก๊าซ และการหันไปใช้พลังงานทางเลือกเพิ่มขึ้น รวมถึงความคาดหวังต่อการคลี่คลายของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ท่ามกลางความไม่แน่นอนที่ยังคงอยู่ในระดับสูง

**เศรษฐกิจไทยใน 2Q2569** แนวโน้มขยายตัวชะลอลงจาก 1Q2569 จากผลกระทบที่ชัดเจนขึ้นของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง โดยราคาพลังงานและเงินเฟ้อที่ปรับตัวขึ้น ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตและภาคขนส่งเพิ่มขึ้น กดดันกำลังซื้อของครัวเรือนและการลงทุนภาคเอกชน เช่นเดียวกับภาคการท่องเที่ยวที่คาดว่าจะชะลอตัวลง ซึ่งสะท้อนจากจำนวนนักท่องเที่ยวต่างชาติที่คาดว่าจะลดลงจากเที่ยวบินที่หายไปและความกังวลด้านความปลอดภัยในการเดินทางของนักท่องเที่ยวที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ภาคการส่งออกสินค้าคาดว่าจะขยายตัวชะลอลงตามอุปสงค์โลกที่มีแนวโน้มอ่อนแอลง แม้ว่ามีปัจจัยหนุนจากวัฏจักรอิเล็กทรอนิกส์โลกขาขึ้น ประกอบกับมาตรการทางภาษีของสหรัฐฯ ที่ผ่อนคลายนโยบายในระยะเวลาสั้น สำหรับการจัดตั้งรัฐบาลใหม่ที่สำเร็จอย่างรวดเร็วโดยมีแกนนำชุดเดิมทำให้นโยบายมีความต่อเนื่อง และช่วยเสริมเสถียรภาพทางการเมืองมากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตาม แนวโน้มการขยายตัวของเศรษฐกิจไทยยังมีปัจจัยเสี่ยงเพิ่มเติมจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่อาจทวีความรุนแรงมากขึ้น ตลอดจนมาตรการภาษีนำเข้าสหรัฐฯ ที่มีความไม่แน่นอนสูง โดยเฉพาะการบังคับใช้มาตรา 301 แห่งกฎหมายการค้าปี 1974 ในการตรวจสอบและตอบโต้นโยบายการค้าที่สหรัฐฯ เห็นว่าไม่เป็นธรรม ยังเป็นความเสี่ยงสำคัญต่อภาคการส่งออกไทยในช่วงครึ่งหลังของปี จากความเป็นไปได้ของการกลับมาขึ้นภาษีนำเข้าเป็นรายสินค้าในบางอุตสาหกรรมหลัก

## แผนงานและโครงการที่สำคัญ

กลุ่มธุรกิจก๊าซธรรมชาติ : ความคืบหน้าโครงการที่สำคัญ

### โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ความคืบหน้าโครงการ ณ 31 มี.ค. 2569

- ระบบท่อส่งก๊าซฯ เส้นที่ 5 จากระยองไปไทรน้อย - โรงไฟฟ้าพระนครเหนือ/ใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 99.11 (รวมการก่อสร้างทั้ง 3 ส่วน)
- ระบบท่อส่งก๊าซฯ บางปะกงไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ แล้วเสร็จร้อยละ 94.35

### 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 31 มี.ค. 2569

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

**การก่อสร้างระยะที่ 2: งานก่อสร้าง LNG Terminal (Superstructure Work)** โครงการได้เริ่มก่อสร้างเมื่อวันที่ 17 พ.ย. 2568 แล้วเสร็จร้อยละ 14.66

สรุปแผนการหยุดซ่อมบำรุงโรงแยกก๊าซฯ ในปี 2569

Plant	1Q2569	2Q2569	3Q2569	4Q2569
GSP #6			TA 11 ส.ค.-5 ก.ย.: 26 วัน TD 50% 6-15 ก.ย.: 10 วัน	

หมายเหตุ: TD: Turndown (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 ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) (GPSC) บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี โซลูชันส์ จำกัด (PTTES) และบริษัท ปตท. โกลบอล แมนเนจเม้นท์ จำกัด (PTTGM)

**ธุรกิจอื่น ๆ** ประกอบด้วย บริษัท บิซิเนส เซอร์วิส เซส อัลไลแอนซ์ จำกัด (BSA) PTT Green Energy Pte. Ltd. (PTTGE) บริษัท ปตท. ศูนย์บริหารเงิน จำกัด (PTT TCC) บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี รีซอร์ส เซส จำกัด (PTTER) บริษัท เอนเนอร์ยี 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) สุทธิภาษีตามสัดส่วนของ ปตท. ส่วนใหญ่ สำหรับงวด 1Q2569 เปรียบเทียบกับ 4Q2568 และ 1Q2568 สรุปได้ดังนี้

หน่วย : ล้านบาท

กลุ่มธุรกิจ	รายการ	1Q2568	4Q2568	1Q2569
<b>ธุรกิจสำรวจและผลิต</b>	กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของโครงการแอลจีเรีย ทูอัท		~ 2,000	
<b>ธุรกิจปิโตรเคมีและการกลั่น</b>	(ขาดทุน)/กลับรายการจากการด้อยค่าสินทรัพย์ Vencorex ของ GC	~ 100	~ 300	
	(ขาดทุน)/กลับรายการจากการประมาณการหนี้สินจากการยุติการดำเนินงานของบริษัท PTTAC ของ GC		~ 1,000	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าของเงินลงทุนในบริษัท PTT MCC Biochem ของ GC		~ (200)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GC Polyols ของ GC		~ (1,100)	
	ขาดทุนจากการประมาณค่าใช้จ่ายจากแผนปรับการดำเนินงานธุรกิจของบริษัท PTTMCC ของ GC			~ (800)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCP ของ GC			~ (1,700)
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ในบริษัท GCA LLC ของ GC			~ (700)
	กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ของ TOP	~ 100		~ 900
	กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมของสินทรัพย์สุทธิจากบริษัทร่วมของ TOP		~ 200	
	(ขาดทุน)/กลับรายการจากการด้อยค่าเงินลงทุนในบริษัท UCHA ของ IRPC	~ 200		
	ส่วนแบ่งขาดทุนจาก UCHA จากการด้อยค่าสินทรัพย์	~ (400)		
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ PTT Tank		~ (100)	
	ขาดทุนจากการด้อยค่าของเงินลงทุนในบริษัทร่วมของ OR		~ (300)	
ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ OR		~ (100)		
<b>ธุรกิจใหม่และความยั่งยืน</b>	ค่าใช้จ่ายตอบแทนส่วนแบ่งกำไรสำหรับการบริหารการลงทุนและสร้างมูลค่าเพิ่มของ PTTGM	~ (200)		
	ขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ของ PTTGM		~ (100)	~ (500)
	กำไรจากการปรับโครงสร้าง Horizon Plus ของ PTTGM	~ 100		
	กำไรจากการจำหน่ายและเปลี่ยนแปลงสถานะของเงินลงทุนใน Lotus Pharmaceutical ของ PTTGM		~ 7,500	
	กำไรจากการซื้อกิจการในราคาต่ำกว่ามูลค่ายุติธรรมในบริษัท RPCL ของ GPSC		~ 300	