คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 2/2568
และ 6 เดือนแรกของปี 2568

สารบัญ

หน้า

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม 2

2. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ 6

2.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน 7

2.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ 10

2.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene 12

2.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 13

2.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า 14

2.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ 15

2.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์ 16

2.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล 16

3. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์ 18

3.1 งบแสดงฐานะการเงิน 18

3.2 งบกระแสเงินสด 20

3.3 อัตราส่วนทางการเงิน 21

4. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 3 และไตรมาสที่ 4 ในปี 2568 22

5. ภาคผนวก 24

5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต 24

5.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) 24

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 2/2568 และ 6 เดือนแรกของปี 2568

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ล้านบาท	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่ม (kbd)	313	313	-	310	3	313	301	12
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม[1] (US$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	7.0	5.4	1.6	5.7	1.3	6.2	7.9	(1.7)
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	2.6	6.5	(3.9)	7.0	(4.4)	4.5	8.7	(4.2)

ล้านบาท	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
รายได้จากการขาย	99,086	106,270	(7,184)	119,639	(20,553)	205,356	233,877	(28,521)
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ[2]	(10)	70	(80)	270	(280)	59	307	(248)
EBITDA	**1,278**	**6,462**	**(5,184)**	**8,873**	**(7,595)**	**7,741**	**19,822**	**(12,081)**
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน	(621)	192	(813)	(186)	(435)	(430)	(333)	(97)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ[3]	(384)	80	(464)	(234)	(150)	(304)	(1,106)	802
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	2,522	174	2,348	931	1,591	2,696	1,163	1,533
ต้นทุนทางการเงิน	(982)	(969)	(13)	(1,008)	26	(1,951)	(2,055)	104
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(292)	(883)	591	(1,154)	862	(1,175)	(2,618)	1,443
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	**6,476**	**3,504**	**2,972**	**5,547**	**929**	**9,979**	**11,410**	**(1,431)**
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	**2.90**	**1.57**	**1.33**	**2.48**	**0.42**	**4.47**	**5.11**	**(0.64)**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	(4,171)	1,080	(5,251)	1,395	(5,566)	(3,090)	1,477	(4,567)
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี[4]	(492)	80	(572)	735	(1,227)	(411)	(89)	(322)

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ)	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	33.27	34.13	(0.86)	36.87	(3.60)	33.72	36.31	(2.59)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	32.72	34.09	(1.37)	37.01	(4.29)	32.72	37.01	(4.29)

หมายเหตุ (1) กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม (Gross Integrated Margin) เป็นกำไรขั้นต้นจากการผลิตรวมของโรงกลั่นไทยออยล์, บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด, บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด และบริษัท ไทยลูบเบส จำกัด (มหาชน)

(2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์

(3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q2/68, Q1/68, Q2/67, 6M/68 และ 6M/67 จำนวน (350) ล้านบาท, 77 ล้านบาท, (315) ล้านบาท, (274) ล้านบาท และ (301) ล้านบาท ตามลำดับ

(4) ประกอบด้วย กลับรายการ (รายการปรับลด) จากการวัดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปให้เท่ากับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับ และกลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าน้ำมันสำเร็จรูปคงเหลือตามราคาทุน

ใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มที่ระดับเดียวกับไตรมาสก่อนหน้า โดยมีรายได้จากการขาย 99,086 ล้านบาท ลดลง 7,184 ล้านบาทจากไตรมาสก่อนหน้า จากราคาขายผลิตภัณฑ์หลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบ โดยกลุ่มไทย

ออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 7.0 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 1.6 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากค่าการกลั่นที่ปรับตัวสูงขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปทุกผลิตภัณฑ์กับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวดีขึ้น นำโดยส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มสูงขึ้น สาเหตุจากอุปสงค์ที่ปรับตัวดีขึ้น ในช่วงเข้าสู่ฤดูการขับขี่ของสหรัฐฯ ท่ามกลางการส่งออกของจีนที่อยู่ในระดับต่ำ ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจากอุปทานตึงตัว จากโรงกลั่นในสหรัฐฯ และยุโรปที่ปิดตัวลง ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันเตากับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากอุปสงค์ที่ปรับตัวดีขึ้น จากความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในภูมิภาคตะวันออกกลางและเอเชียใต้ที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบปรับตัวเพิ่มขึ้น สาเหตุจากอุปทานที่ถูกจำกัด เนื่องจากโรงกลั่นในคูเวตปรับลดการส่งออกน้ำมันเตากำมะถันต่ำ ตามความต้องการใช้ในประเทศที่เพิ่มสูงขึ้น ทั้งนี้ส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Murban กับน้ำมันดิบดูไบในไตรมาสนี้ปรับเพิ่มสูงขึ้น จากความต้องการใช้ที่ปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันแถบเอเชียตะวันออกกลับมาดำเนินการหลังเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุงประจำปี ขณะที่ส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Arab Light กับน้ำมันดิบดูไบและโอมานปรับลดลงเล็กน้อย หลังซาอุดิอาระเบียซึ่งมีสัดส่วนการผลิตน้ำมันเบาเป็นส่วนใหญ่ และเป็นสมาชิกในกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและประเทศพันธมิตร (OPEC+) ทยอยยกเลิกแผนการลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจ ซึ่งส่งผลให้อุปทานน้ำมันปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่กำไรขั้นต้นจากธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง สาเหตุจากส่วนต่างสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลง โดยส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลงจากอุปสงค์ที่ถูกจำกัดจากการปิดซ่อมบำรุงประจำปีของผู้ผลิตสารปลายน้ำในภูมิภาค เช่น สไตรีน มอนอเมอร์ และฟีนอล ท่ามกลางอุปทานที่ล้นตลาด จากการส่งออกจากภูมิภาคเอเชียไปยังสหรัฐฯ ที่ไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ รวมทั้งสารเบนซีนคงคลังในจีนที่อยู่ในระดับสูง ขณะที่ส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลง จากอุปสงค์การนำสารโทลูอีนเพื่อเพิ่มออกเทนในการผลิตน้ำมันเบนซินยังคงอ่อนแอ รวมถึงอุปสงค์ในการนำสารโทลูอีนไปผลิตสารพาราไซลีนในจีนที่ปรับลดลง ด้านธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Bezene มีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผน ขณะที่ธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานมีกำไรขั้นต้นปรับเพิ่มสูงขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับตัวดีขึ้น โดยส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาปรับตัวดีขึ้น จากอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน ขณะที่ส่วนต่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับเพิ่มสูงขึ้น สาเหตุหลักจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบดูไบ อย่างไรก็ตาม ด้านราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q2/68 ปรับลดลงจากไตรมาสก่อนหน้า หลังกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและประเทศพันธมิตร (OPEC+) ทยอยเลิกแผนการปรับลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายน และเพิ่มกำลังการผลิตเร็วกว่าแผนเดิมมากกว่า 3 เท่าในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายน ทำให้อุปทานน้ำมันดิบปรับเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รายงานขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 4,171 ล้านบาท หรือ 4.4 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ส่งผลให้มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 2.6 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ลดลง 3.9 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจากไตรมาสก่อนหน้า รวมทั้งมีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 492 ล้านบาท เทียบกับการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 80 ล้านบาทใน Q1/68 เมื่อรวมผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ (รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์) 10 ล้านบาทแล้ว กลุ่มไทยออยล์มี EBITDA 1,278 ล้านบาท ลดลง 5,184 ล้านบาทจากไตรมาสก่อนหน้า นอกจากนี้ใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินจำนวน 621 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินจำนวน 192 ล้านบาทใน Q1/25 รวมทั้งมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนทุนสุทธิ 384 ล้านบาท (โดยเป็นผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศจำนวน 350 ล้านบาท) เทียบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนทุนสุทธิ 80 ล้านบาทในไตรมาสก่อนหน้า นอกจากนี้ ใน Q2/68 บริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ได้มีการซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ ส่งผลให้มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 2,522 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,348 ล้านบาทจาก Q1/68 รวมทั้งใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้น โดยมีสาเหตุหลักจากการเพิ่มขึ้นของเงินลงทุนในบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) (ซึ่งกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 15) โดยบริษัทย่อยของ CAP ได้รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจบริษัท Aster Chemical and Energy Pte. Ltd. (เดิมชื่อ Shell Singapore Energy Park Pte. Ltd.) ในประเทศสิงคโปร์ โดยกลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาการเข้าซื้อธุรกิจดังกล่าวตามสัดส่วนการถือหุ้นประมาณ 7,062 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว ส่งผลให้ใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 6,476 ล้านบาท หรือ 2.90 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 2,972 ล้านบาทจากไตรมาสก่อนหน้า

เมื่อเทียบกับ Q2/67 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากใน Q2/67 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยการกลั่นน้ำมันดิบที่ 1 (Crude Distillation Unit 1 : CDU-1) และหน่วยที่เกี่ยวข้องเป็นเวลา 11 วัน กลุ่มไทยออยล์มีรายได้

จากการขายลดลง 20,553 ล้านบาทใน Q2/68 จากราคาขายผลิตภัณฑ์หลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบ อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 1.3 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล จากค่าการกลั่นที่ปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดดำเนินการของโรงกลั่นในสหรัฐฯและยุโรป ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น จากมาตการคว่ำบาตรอิหร่าน เวเนซุเอลา และรัสเซีย ส่งผลให้อุปทานปรับลดลง ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น จากอุปทานที่ถูกจำกัดจากการส่งออกจากคูเวตที่ปรับลดลง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างผลิตภัณฑ์ที่ปรับเพิ่มขึ้นสามารถชดเชยได้กับส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Murban กับน้ำมันดิบดูไบปรับที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Arab Light กับน้ำมันดิบดูไบและน้ำมันดิบโอมานปรับลดลง ด้านกำไรขั้นต้นจากธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลง สาเหตุหลักจากอุปสงค์ที่เติบโตอย่างจำกัด จากธุรกิจปลายน้ำ เช่น สารพีทีเอที่ยังไม่ฟื้นตัว ประกอบกับผู้ผลิตสารพีทีเอรายใหญ่หลายรายในจีนยังอยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุง ทั้งนี้กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Bezene ปรับเพิ่มขึ้น และกำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานก็ปรับตัวสูงขึ้นเช่นเดียวกัน จากต้นทุนน้ำมันเตาที่ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบ นอกจากนี้ด้านราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับลดลงใน Q2/68 ผลให้กลุ่มไทยออยล์มีขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 4,171 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,395 ล้านบาทใน Q2/67 ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง 4.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q2/67 ประกอบกับมีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 492 ล้านบาท เทียบกับการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 735 ล้านบาทใน Q2/67 เมื่อรวมกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ (รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์) ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มี EBITDA ลดลง 7,595 ล้านบาทจาก Q2/67 ใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 435 ล้านบาท และมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิเพิ่มขึ้น 150 ล้านบาทจาก Q2/67 ขณะที่มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 1,591 ล้านบาท รวมทั้งใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมที่เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากเงินลงทุนในบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) ที่เพิ่มขึ้น จากการที่บริษัทย่อยของ CAP รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในสิงคโปร์ เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 929 ล้านบาทจาก Q2/67

เมื่อเทียบ 6M/68 กับ 6M/67 กลุ่มไทยออยล์อัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้น เนื่องจากในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2567 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่อยกลั่นน้ำมันดิบที่ 1 (Crude Distillation Unit 1 : CDU-1) และหน่วยที่เกี่ยวข้อง และมีการหยุดเดินเครื่องนอกแผนของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบที่ 3 (Crude Distillation Unit 3: CDU-3) โดยกลุ่มไทยออยล์มีรายได้จากการขาย 205,356 ล้านบาท ลดลง 28,521 บาทจาก 6M/67 สาเหตุจากราคาขายหลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลง ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง 1.7 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ 6.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากค่าการกลั่นที่ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลง โดยส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการเริ่มดำเนินการผลิตของโรงกลั่นใหม่ในภูมิภาคแอฟริกาและเอเชีย ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบปรับลดลงจากความกังวลต่อผลกระทบของนโยบายมาตรการตอบโต้ทางกำแพงภาษีของสหรัฐฯ อาจส่งผลกดดันต่ออุปสงค์ ทั้งนี้ด้านส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Murban กับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น ตามความต้องการใช้ที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นจากโรงกลั่นแถบเอเชียตะวันออกหลังเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุง ขณะที่ส่วนต่างราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบ Arab Light กับน้ำมันดิบดูไบและน้ำมันดิบโอมานปรับลดลง ด้านกำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง สาเหตุจากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลง จากอุปสงค์สารพีทีเอที่เติบโตอย่างจำกัด ประกอบกับอุปทานอยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุง ในขณะที่ด้านกำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Bezene ปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับกำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่ปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น จากราคาน้ำมันเตาซึ่งเป็นวัตถุดิบที่ปรับตัวลดลง นอกจากนี้ จากราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยที่ปรับลดลงใน 6M/68 เมื่อเทียบกับ 6M/67 ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 3,090 ล้านบาทหรือ 1.6 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เทียบกับกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,477 ล้านบาทใน 6M/67 โดยรวมกลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง 4.2 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจาก 8.7 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลใน 6M/67 มาอยู่ที่ 4.5 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลใน 6M/68 รวมทั้งมีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 411 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 322 ล้านบาทจาก 6M/67 เมื่อรวมกับกำไรจากเครื่องมือทางการเงิน

ที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ (รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์) 59 ล้านบาท ส่งผลให้ใน 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มี EBITDA 7,741 ล้านบาท ลดลง 12,081 ล้านบาทจาก 6M/67 ทั้งนี้ใน 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 97 ล้านบาท และมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิลดลง 802 ล้านบาท ขณะที่มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 1,533 ล้านบาท รวมทั้งใน 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทร่วมที่เพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากเงินลงทุนในบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) ที่เพิ่มขึ้น จากการที่บริษัทย่อยของ CAP รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในสิงคโปร์ เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้ใน 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 9,979 ล้านบาท หรือ 4.47 บาทต่อหุ้น ลดลง 1,431 ล้านบาทจาก 6M/67

2. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**99,086**	**106,270**	**(7,184)**	**119,639**	**(20,553)**	**205,356**	**233,877**	**(28,521)**
โรงกลั่นน้ำมัน	105,214	112,863	(7,649)	128,901	(23,687)	218,077	250,934	(32,857)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB[1]	15,553	17,532	(1,979)	22,066	(6,513)	33,085	42,163	(9,078)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	5,344	6,613	(1,269)	6,900	(1,556)	11,957	12,280	(323)
ผลิตไฟฟ้า	3,022	2,956	66	2,796	226	5,978	6,110	(132)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์[2]	4,031	4,316	(285)	5,004	(973)	8,348	10,087	(1,739)
ผลิตเอทานอล[3]	317	217	100	446	(129)	534	861	(327)
อื่นๆ[4]	1,779	1,679	100	1,779	-	3,458	3,517	(59)

EBITDA	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**1,278**	**6,462**	**(5,184)**	**8,873**	**(7,595)**	**7,741**	**19,822**	**(12,081)**
โรงกลั่นน้ำมัน	(1,081)	3,975	(5,056)	6,207	(7,288)	2,894	14,810	(11,916)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	603	760	(157)	1,393	(790)	1,362	2,356	(994)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	801	835	(34)	308	493	1,635	630	1,005
ผลิตไฟฟ้า	838	762	76	782	56	1,600	1,604	(4)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	158	227	(69)	255	(97)	385	540	(155)
ผลิตสารโอเลฟินส์	(2)	(3)	1	(2)	-	(5)	(4)	(1)
ผลิตเอทานอล	48	6	42	29	19	54	84	(30)
อื่นๆ	32	63	(31)	78	(46)	96	144	(48)

กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**6,476**	**3,504**	**2,972**	**5,547**	**929**	**9,979**	**11,410**	**(1,431)**
โรงกลั่นน้ำมัน	(3,189)	2,242	(5,431)	3,115	(6,304)	(947)	7,408	(8,355)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	113	299	(186)	762	(649)	412	1,322	(910)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	593	629	(36)	211	382	1,222	435	787
ผลิตไฟฟ้า[5]	609	410	199	559	50	1,019	1,032	(13)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	(4)	84	(88)	104	(108)	80	339	(259)
ผลิตสารโอเลฟินส์[6]	6,529	(181)	6,710	(96)	6,625	6,348	(294)	6,642
ผลิตเอทานอล	7	(17)	24	(5)	12	(9)	(5)	(4)
อื่นๆ[7]	1,886	137	1,749	1,007	879	2,023	1,354	669

หมายเหตุ (1) บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 75 ในบริษัท ลาบิกซ์ จำกัด ซึ่งประกอบธุรกิจผลิตสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

(2) บริษัท ไทยออยล์ โซลเว้นท์ จำกัด ถือหุ้นตามสัดส่วนในบริษัท ท็อปเน็กซ์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (เดิมชื่อบริษัท ท็อป โซลเว้นท์ จำกัด) บริษัท ศักดิ์โชยสิทธิ์ จำกัด TOP Solvent (Vietnam) LLC PT Tirta Surya Raya และ JSKEM Private Limited

(3) บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด ถือหุ้นตามสัดส่วนในบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (บันทึกเป็นเงินลงทุนในบริษัทย่อย) และบริษัท อุบล ไบโอ เอทานอล จำกัด (มหาชน) (บันทึกเป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น)

(4) บริษัท ไทยออยล์ เอนเนอร์ยี เซอร์วิส จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 99.99 ซึ่งประกอบธุรกิจด้านการบริหารจัดการทรัพยากรบุคคล และบริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 99.99 ซึ่งประกอบธุรกิจศูนย์กลางธุรกิจระหว่างประเทศ (IBC) และศูนย์บริหารเงิน (TC) สำหรับบริษัทในกลุ่มไทยออยล์

(5) ตั้งแต่วันที่ 7 มิถุนายน 2565 บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) เหลือ 10.0% โดยจัดประเภทใหม่เป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2568 และ ได้รับเงินปันผลระหว่างกาลเป็นจำนวน 127 ล้านบาท เมื่อวันที่ 23 เมษายน 2568

(6) บริษัท PT TOP Investment Indonesia รวมส่วนแบ่งกำไร / (ขาดทุน) จากการถือหุ้นร้อยละ 15 ใน PT Chandra Asri Petrochemical Tbk ซึ่งเป็นผู้ผลิตเคมีภัณฑ์ครบวงจรชั้นนำรายใหญ่ในสาธารณรัฐอินโดนีเซีย ทั้งนี้ เมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2566 ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นของ PT Chandra Asri Petrochemical Tbk อนุมัติให้เปลี่ยนชื่อบริษัทเป็น “PT Chandra Asri Pacific Tbk” โดยได้รับอนุมัติการจดทะเบียนเปลี่ยนชื่อแล้วเมื่อวันที่ 3 มกราคม 2567

(7) รวมกำไร / (ขาดทุน) จากบริษัท ไทยออยล์ เอนเนอร์ยี เซอร์วิส จำกัด และบริษัท ไทยออยล์ ศูนย์บริหารเงิน จำกัด และรวมส่วนแบ่งกำไร / (ขาดทุน) จากการลงทุนในบริษัท พีทีที ดิจิตอล โซลูชั่น จำกัด, บริษัท พีทีที เอนเนอร์ยี่ โซลูชั่นส์ จำกัด และ บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด ตามสัดส่วนการถือหุ้น

2.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

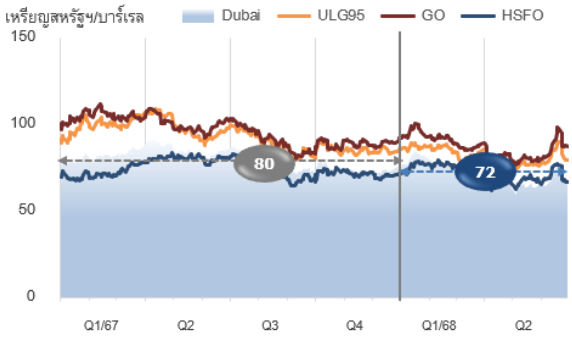
หน่วย: US$/bbl	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai)[1]	66.9	76.9	(10.0)	85.3	(18.4)	71.9	83.3	(11.4)
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	78.4	84.7	(6.3)	98.3	(19.9)	81.5	98.8	(17.3)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	81.1	90.1	(9.0)	98.5	(17.4)	85.6	100.5	(14.9)
น้ำมันดีเซล (GO)	82.7	91.2	(8.5)	100.0	(17.3)	87.0	102.2	(15.2)
น้ำมันเตา (HSFO)	68.6	74.9	(6.3)	80.1	(11.5)	71.8	75.8	(4.0)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	71.7	78.0	(6.3)	87.5	(15.8)	74.9	87.4	(12.5)
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)	**Q2/68**	**Q1/68**	**+/(-)**	**Q2/67**	**+/(-)**	**6M/68**	**6M/67**	**+/(-)**
Murban[2]	2.0	1.8	0.2	1.6	0.4	1.9	1.4	0.5
Arab Light[3]	2.0	2.1	(0.1)	2.2	(0.2)	2.1	2.2	(0.1)
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ	**Q2/68**	**Q1/68**	**+/(-)**	**Q2/67**	**+/(-)**	**6M/68**	**6M/67**	**+/(-)**
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	11.5	7.7	3.8	13.1	(1.6)	9.6	15.5	(5.9)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	14.2	13.2	1.0	13.2	1.0	13.7	17.2	(3.5)
น้ำมันดีเซล (GO)	15.8	14.3	1.5	14.8	1.0	15.0	18.9	(3.9)
น้ำมันเตา (HSFO)	1.7	(2.0)	3.7	(5.1)	6.8	(0.1)	(7.4)	7.3
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	4.8	1.1	3.7	2.3	2.5	2.9	4.1	(1.2)

หมายเหตุ [1] ราคาปิดของน้ำมันดิบดูไบ ณ สิ้น Q2/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2568 เท่ากับ 69.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล, ณ สิ้น Q1/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2567 เท่ากับ 72.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล และ ณ สิ้น Q2/67 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2567 เท่ากับ 82.6 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล

[2] ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban (เปรียบเทียบราคาตลาด) ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2564 คิดจากค่าเฉลี่ยของส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban สำหรับส่งมอบเดือน M กับราคาสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบดูไบล่วงหน้าสำหรับเดือน M ที่มีการประกาศในแต่ละวันใน 2 เดือนก่อนหน้า (M-2) ทั้งนี้ เนื่องจากมีการประกาศโครงสร้างราคาใหม่โดยผู้ผลิต (ADNOC)

[3] ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เป็นราคาประกาศของผู้ผลิต ซึ่งประกาศส่วนต่างราคา เทียบกับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน

กราฟ 1: ราคาของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป



ราคาน้ำมันดิบใน Q2/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 เช่นเดียวกับราคาน้ำมันดิบใน 6M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลังกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและประเทศพันธมิตร (OPEC+) ทยอยยกเลิกแผนการปรับลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายน และเพิ่มกำลังการผลิตเร็วกว่าแผนเดิมมากกว่า 3 เท่าในเดือนพฤษภาคมและมิถุนายน ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบมีแนวโน้มสูงขึ้น ทั้งนี้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นระยะสั้นในช่วงที่เกิดความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางระหว่างอิสราเอลและอิหร่าน อย่างไรก็ตาม ตลาดคลายความกังวลต่ออุปทานที่อาจตึงตัวหลังอิสราเอลและอิหร่านสามารถบรรลุข้อตกลงหยุดยิงร่วมกันได้ ขณะที่ธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) มีมติคงอัตราดอกเบี้ยที่ระดับร้อยละ 4.25 - 4.50 จากความไม่แน่นอนของนโยบายภาษีตอบโต้ของสหรัฐฯ แม้ว่าตัวเลขอัตราเงินเฟ้อสหรัฐฯ มีแนวโน้มลดลงเข้าใกล้เป้าหมายที่ระดับร้อยละ 2 ก็ตาม

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban กับราคาน้ำมันดิบดูไบ ปรับเพิ่มขึ้นในช่วง Q2/68 เมื่อเทียบกับ Q1/68 เช่นเดียวกับในช่วง Q2/67 และ 6M/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลังได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้น้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโรงกลั่นน้ำมันแถบเอเชียตะวันออกเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุงประจำปี ส่งผลให้ตัวเลขการนำเข้าน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light กับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน ปรับลดลงในช่วง Q2/68 เมื่อเทียบกับ Q1/68 เช่นเดียวกับในช่วง Q2/67 และ 6M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลังซาอุดิอาระเบียซึ่งเป็นประเทศที่มีสัดส่วนการผลิตน้ำมันดิบชนิดเบาเป็นส่วนใหญ่และเป็นสมาชิกของกลุ่มโอเปกพลัส ทยอยยกเลิกแผนการลดกำลังการผลิตโดยสมัครใจ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบชนิดเบาปรับเพิ่มขึ้น

ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบใน Q2/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 หลังอุปสงค์น้ำมันเบนซินสูงขึ้นหลังจากเข้าสู่ฤดูกาลขับขี่ของสหรัฐฯ ขณะที่การส่งออกน้ำมันเบนซินจากจีนปรับลดลงจากกำไรในการส่งออกอยู่ในระดับต่ำ ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบใน Q2/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/67 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 6M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลังอุปทานน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นจากการเริ่มดำเนินการผลิตของโรงกลั่นใหม่ในภูมิภาคแอฟริกาและเอเชีย ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบใน Q2/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 หลังอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปตึงตัวมากขึ้น จากโรงกลั่นในสหรัฐฯ และยุโรปปิดตัวลง ขณะที่ความต้องการใช้น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดปรับตัวสูงขึ้นจากช่วงการท่องเที่ยวประจำฤดูร้อน อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบใน 6M/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/67 เนื่องจากตลาดกังวลต่อผลกระทบของนโยบายกำแพงภาษีมาตรการตอบโต้สหรัฐฯ ซึ่งส่งผลต่อความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปที่อาจปรับลดลงได้โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมและภาคการท่องเที่ยว ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับน้ำมันดิบดูไบใน Q2/68 ปรับตัวสูงขึ้น เมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 6M/68 ที่ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในภูมิภาคตะวันออกกลางและเอเชียใต้ที่ปรับตัวสูงขึ้นในช่วงฤดูร้อน ขณะที่อุปทานน้ำมันเตากำมะถันสูงตึงตัวจากมาตรการคว่ำบาตรอิหร่าน เวเนซุเอลา และรัสเซีย ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบใน Q2/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 หลังอุปทานน้ำมันเตากำมะถันต่ำถูกจำกัด เนื่องจากโรงกลั่นในคูเวตส่งออกน้ำมันเตากำมะถันต่ำลดลงจากความต้องการใช้ในประเทศปรับเพิ่มสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาใน 6M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/67 หลัง International Maritime Organization (IMO) ออกกฎควบคุมปริมาณกำมะถันในน้ำมันที่ใช้ในเรือบริเวณน่านน้ำ Emission Control Area (ECA) ทำให้ความต้องการใช้น้ำมันเตากำมะถันต่ำลดลง

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น[1] (%)	113%	113%	-	111%	2%	113%	108%	5%
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	312	311	1	306	6	311	297	14
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	5.2	3.5	1.7	3.8	1.4	4.3	6.3	(2.0)
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	0.8	4.6	(3.8)	5.1	(4.3)	2.7	7.0	(4.3)

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

ใน Q2/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันที่จะปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นตามส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบที่ลดลงส่งผลให้มีผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน ทำให้โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุน EBITDA และรายงานผลขาดทุนสุทธิ

ใน Q2/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นร้อยละ 113 คงเดิมจาก Q1/68 โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 105,214 ล้านบาท ลดลง 7,649 ล้านบาท ตามราคาขายที่ลดลง ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 87 Indochina ร้อยละ 7 และส่งออกร้อยละ 6 อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 5.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 1.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรลจาก Q1/68 สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวเพิ่มขึ้น จากอุปสงค์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นหลังจากเข้าสู่ฤดูกาลขับขี่ของสหรัฐฯ และการท่องเที่ยวในช่วงฤดูร้อน รวมถึงความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในภูมิภาคตะวันออกกลางและเอเชียใต้ที่ปรับตัวสูงขึ้น ในขณะที่อุปทานของน้ำมันสำเร็จรูปยังคงตึงตัว อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลงส่งผลให้มีผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 4.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล หรือ 4,171 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,080 ล้านบาทในไตรมาสก่อน ในขณะที่มีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 492 ล้านบาท เทียบกับการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 80 ล้านบาท ใน Q1/68 เมื่อรวมขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ 8 ล้านบาท โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุน EBITDA 1,081 ล้านบาท เทียบกับ EBITDA 3,975 ล้านบาทใน Q1/68 อีกทั้งโรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน 615 ล้านบาท และมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 255 ล้านบาท (โดยเป็นผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศ 210 ล้านบาท) เทียบกับ

กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 89 ล้านบาทในไตรมาสก่อน เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และรวมการกลับรายการภาษีเงินได้ ส่งผลให้มีผลขาดทุนสุทธิ 3,189 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 2,242 ล้านบาทใน Q1/68 (หากรวมเงินปันผลรับใน Q2/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนสุทธิอยู่ที่ 859 ล้านบาท)

เมื่อเทียบกับ Q2/67 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากใน Q2/67 มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบที่ 1 (Crude Distillation Unit 1 : CDU-1) และหน่วยที่เกี่ยวข้องเป็นเวลา 11 วัน แต่มีรายได้จากการขายลดลง 23,687 ล้านบาท ตามราคาขายผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลง อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 1.4 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล จากส่วนต่างราคาน้ำมันที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเกือบทุกผลิตภัณฑ์ อย่างไรก็ตาม จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลงส่งผลให้มีผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 4,171 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,395 ล้านบาทในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนหน้า เมื่อรวมผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ 8 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากรายการดังกล่าวใน Q2/67 จำนวน 246 ล้านบาท โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุน EBITDA 1,081 ล้านบาท เทียบกับ EBITDA 6,207 ล้านบาท ในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน นอกจากนี้ใน Q2/66 โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 472 ล้านบาทจาก Q2/67 และมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิเพิ่มขึ้น 24 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงินและและรวมการกลับรายการภาษีเงินได้ ส่งผลให้มีผลขาดทุนสุทธิ 3,189 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 3,115 ล้านบาทใน Q2/68

เมื่อเทียบ 6M/68 กับ 6M/67 โรงกลั่นมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง เนื่องจากทั้งราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี EBITDA ลดลง เมื่อหักต้นทุนทางการเงินและค่าเสื่อมราคา ส่งผลให้โรงกลั่นรายงานขาดทุนสุทธิใน 6M/68

เมื่อเทียบ 6M/68 กับ 6M/67 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 เนื่องจากใน 6M/67 โรงกลั่นมีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบที่ 1 (Crude Distillation Unit 1 : CDU-1) และหน่วยที่เกี่ยวข้อง และมีการหยุดเดินเครื่องนอกแผนของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) อีกทั้งราคาขายเฉลี่ยที่ปรับลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 218,077 ล้านบาท ลดลง 32,857 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 4.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ลดลง 2.0 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง และมีผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 3,090 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,477 ล้านบาทใน 6M/67 ขณะที่มีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 411 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 322 ล้านบาทจาก 6M/67 เมื่อรวมกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ 62 ล้านบาท ลดลง 190 ล้านบาทจาก 6M/67 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 2,894 ล้านบาท ลดลง 11,916 ล้านบาทจาก 6M/67 นอกจากนี้ โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินจำนวน 428 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 161 ล้านบาทจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน แต่มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 165 ล้านบาท ซึ่งขาดทุนลดลง 741 ล้านบาทจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และรวมการกลับรายการภาษีเงินได้ โรงกลั่นมีผลขาดทุนสุทธิ 947 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 7,408 ล้านบาทใน 6M/67 (หากรวมเงินปันผลรับใน 6M/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 1,383 ล้านบาท)

2.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

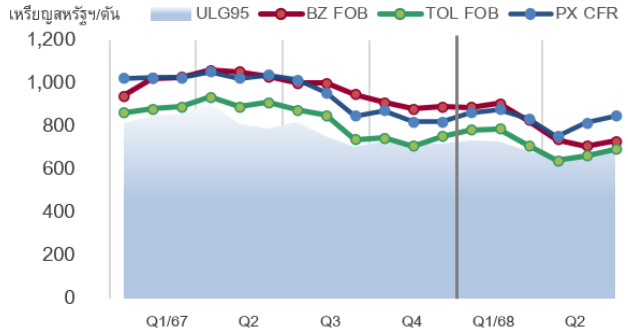
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US$/Ton	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
พาราไซลีน (PX)[1]	808	861	(53)	1,039	(231)	835	1,033	(198)
เบนซีน (BZ)[2]	727	875	(148)	1,050	(323)	801	1,025	(224)
โทลูอีน (TL)[2]	667	762	(95)	915	(248)	714	898	(184)
ส่วนต่างราคา ULG95	**Q2/68**	**Q1/68**	**+/(-)**	**Q2/67**	**+/(-)**	**6M/68**	**6M/67**	**+/(-)**
พาราไซลีน (PX)	142	141	1	203	(61)	141	194	(53)
เบนซีน (BZ)	60	155	(95)	214	(154)	108	186	(78)
โทลูอีน (TL)	1	42	(41)	79	(78)	21	59	(38)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 กับ Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบ หลังได้รับแรงกดดันจากความกังวลของภาษีศุลกากรตอบโต้ของสหรัฐฯ ส่งผลให้ตลาดมีความกังวลต่ออุปสงค์ที่อาจจะปรับลดลงจากเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว อย่างไรก็ตามส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เมื่อเทียบกับ Q1/68 หลังตลาดยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากอุปสงค์ในช่วงปลายฤดูร้อนของประเทศส่วนใหญ่ในภูมิภาคเอเชีย ที่นำสารพาราไซลีนไปใช้ในอุตสาหกรรมปลายน้ำในการผลิตขวดน้ำดื่ม อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เมื่อเทียบกับ Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 หลังอุปสงค์ในภูมิภาคเติบโตอย่างจำกัด จากธุรกิจปลายน้ำอย่างสารพีทีเอที่ยังไม่ฟื้นตัว ประกอบกับผู้ผลิตสารพีทีเอรายใหญ่หลายรายในจีนยังอยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุงประจำปี ขณะที่อุปสงค์ยังคงถูกกดดันจากความไม่แน่นอนด้านภาษีศุลกากรตอบโต้ของสหรัฐฯ

ราคาสารเบนซีนใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลง จากความกังวลต่อเศรษฐกิจโลกที่อาจหยุดชะงักจากมาตรการภาษีศุลกากรตอบโต้ของสหรัฐฯ ด้านส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ จากอุปสงค์สารเบนซีนที่ยังคงถูกจำกัดจากการปิดซ่อมบำรุงประจำปีของผู้ผลิตสารปลายน้ำอย่าง สไตรีน มอนอเมอร์ และฟีนอลในภูมิภาค ขณะที่อุปทานที่ยังคงล้นตลาดจากการที่ภูมิภาคเอเชียไม่สามารถส่งออกเบนซีนไปยังสหรัฐฯ ได้ เนื่องจากความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และอุปทานเพิ่มขึ้นจากโรงงานผลิตสารโอเลฟินส์เปิดใหม่ในจีน ขณะที่สารเบนซีนคงคลังในจีนยังคงอยู่ในระดับสูง

ราคาสารโทลูอีนใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงจากสถานการณ์ความไม่แน่นอนของมาตรการภาษีศุลกากรตอบโต้ของสหรัฐฯ รวมถึงส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ที่ปรับตัวลดลง หลังอุปสงค์สารโทลูอีนเพื่อนำไปเป็นสารเพิ่มออกเทนในการผลิตน้ำมันเบนซินยังคงอ่อนแอ รวมถึงการนำไปผลิตสารพาราไซลีนในจีนที่ปรับตัวลดลง เนื่องจากโรงงานผลิตสารพาราไซลีนที่ปิดปรับปรุง ขณะที่มีอุปทานปรับเพิ่มขึ้นจากโรงงานผลิตสารโอเลฟินส์เปิดใหม่ในจีน ส่งผลให้อุปทานสารโทลูอีนใน Q2/68 ปรับสูงขึ้น

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์[1] (%)	75%	79%	(4%)	80%	(5%)	77%	78%	(1%)
ปริมาณผลิตสารอะโรเมติกส์ (พันตัน)	156	164	(8)	167	(11)	319	325	(5)
Product-to-feed Margin[2] (US$/Ton)	40	56	(16)	79	(39)	49	74	(24)

หมายเหตุ (1) เทียบกับกำลังการผลิตติดตั้ง (Nameplate Capacity) ที่ 838,000 ตันต่อปี (สารพาราไซลีน 527,000 ตันต่อปี, สารเบนซีน 259,000 ตันต่อปี, สารมิกซ์ไซลีน 52,000 ตันต่อปี)
(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์หารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

ใน Q2/68 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงจากส่วนต่างสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี EBITDA ลดลงจากไตรมาสก่อน รวมทั้งขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ส่งผลให้ TPX มีผลการดำเนินงานลดลงจาก Q1/68

ใน 6M/68 เทียบกับ 6M/67 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงจากการปรับตัวลดลงของส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซิน 95 ส่งผลให้ EBITDA ลดลง ประกอบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ส่งผล TPX มีผลกำไรสุทธิลดลง

ใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์อยู่ที่ร้อยละ 75 ปรับตัวลดลงร้อยละ 4 จากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องกับสภาพตลาด โดย TPX มีรายได้จากการขาย 10,415 ล้านบาท ลดลง 1,569 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายลดลง โดยส่วนต่างราคาสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวลดลง ในขณะที่ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin ลดลง 16 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตาม ในไตรมาสนี้ TPX ไม่มีกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง เมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนซึ่งมีกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง 1 ล้านบาท จากปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้ TPX มี EBITDA 195 ล้านบาท ลดลง 245 ล้านบาทจากไตรมาสก่อน ทั้งนี้ใน Q2/68 มีการบันทึกขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินจำนวนประมาณ 1 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินประมาณ 2 ล้านบาทใน Q1/68 ขณะที่มีการขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 19 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาทจากไตรมาสก่อน เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว ใน Q2/68 TPX มีกำไรสุทธิ 4 ล้านบาท กำไรสุทธิลดลง 220 ล้านบาทจากไตรมาสก่อนหน้า

เมื่อเทียบกับ Q2/67 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์ลดลงร้อยละ 5 และมีรายได้จากการขายลดลง 5,416 ล้านบาท สาเหตุหลักจากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายลดลง โดย TPX มี Product-to-feed Margin ลดลง 39 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับไม่มีกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงใน Q2/68 ส่งผลให้มี EBITDA 195 ล้านบาท ลดลง 858 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน และเมื่อรวมขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินในไตรมาสนี้ จำนวนประมาณ 1 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 21 ล้านบาท เมื่อเทียบกับไตรมาสเดียวกันของปีก่อน ขณะที่มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 19 ล้านบาท ลดลง 45 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ Q2/67 ส่งผลให้ TPX มีกำไรสุทธิ 4 ล้านบาท ลดลง 674 ล้านบาทเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

สำหรับผลการดำเนินงานใน 6M/68 เทียบกับ 6M/67 TPX มีรายได้จากการขาย 22,398 ล้านบาท ลดลง 7,398 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายผลิตภัณฑ์รวมที่ลดลง โดย TPX มี Product-to-feed Margin ลดลง 24 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง เมื่อรวมกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ 1 ล้านบาท ส่งผลให้ใน 6M/68 TPX มี EBITDA 634 ล้านบาท ลดลง 1,089 ล้านบาท รวมทั้งมีการบันทึกกำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน 1 ล้านบาท ขณะที่มีรายการขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 2 ล้านบาท ลดลง 85 ล้านบาท ส่งผลให้ TPX มีกำไรสุทธิ 227 ล้านบาท ลดลง 927 ล้านบาทเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

ใน Q2/68 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 15,553 ล้านบาท EBITDA 603 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 113 ล้านบาท

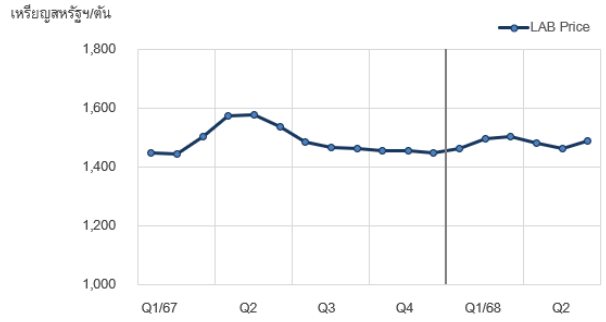
2.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

หน่วย: US$/Ton	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
Linear Alkyl Benzene (LAB)[1]	1,477	1,488	(11)	1,563	(86)	1,482	1,514	(32)

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด



ราคาสาร LAB ใน Q2/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 และ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 เนื่องจากราคาวัตถุดิบอย่างน้ำมันอากาศยานและสารเบนซีนที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบและสภาพเศรษฐกิจโลกที่ยังคงเปราะบางจากมาตราการการขึ้นภาษีนำเข้าของสหรัฐฯ ซึ่งส่งผลกดดันอุปสงค์ LAB และกิจกรรมการซื้อในตลาด ประกอบกับการเริ่มต้นฤดูฝนในช่วงปลายเดือนพฤษภาคม 2568 กดดันความต้องการใช้ LAB ให้ชะลอตัวลงเนื่องจากพฤติกรรมการใช้น้ำยาทำความสะอาดลดลงตามฤดูกาล อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัวจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงผลิตสาร LAB ในจีน เกาหลีใต้ และอิหร่าน

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB [1] (%)	125%	124%	1%	125%	-	125%	122%	3%
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	37	37	-	37	-	73	73	-

หมายเหตุ (1) เทียบกับกำลังการผลิตติดตั้ง (Nameplate Capacity) ที่ 120,000 ตันต่อปี

ใน Q2/68 LABIX มีอัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวเพิ่มขึ้นจากอุปทานที่ตึงตัว ส่งผลให้ผลการดำเนินของ LABIX ปรับตัวดีขึ้น

เมื่อเทียบ 6M/68 กับ 6M/67 LABIX มีอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวดีขึ้น อย่างไรก็ตาม จากผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ส่งผลให้ผลการดำเนินงานปรับตัวลดลง

ใน Q2/68 บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตสาร LAB อยู่ที่ร้อยละ 125 ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจาก Q1/68 ขณะที่ปริมาณการขายสาร LAB ปรับตัวลดลงร้อยละ 15 จากการปรับแผนการขายก่อนการดำเนินการปิดซ่อมบำรุงของบริษัทใน Q3/68 ประกอบกับราคาสาร LAB ที่ปรับตัวลดลงตามราคาสารตั้งต้น ส่งผลให้ LABIX มีรายได้จากการขาย 5,454 ล้านบาท ลดลง 476 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม จากอุปทานตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผน ส่งผลอัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB ที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยใน Q2/68 LABIX มี EBITDA 408 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 88 ล้านบาทจาก Q1/68 ขณะที่ไตรมาสนี้ LABIX มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 29 ล้านบาท ขณะที่ผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิในไตรมาสก่อนหน้าอยู่ที่ 3 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายทางภาษีเงินได้ ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 145 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 44 ล้านบาทจาก Q1/68

เมื่อเทียบกับ Q2/67 LABIX มีอัตราการผลิตในระดับเดียวกัน ขณะที่ปริมาณการขายสาร LAB ปรับตัวลดลงร้อยละ 15 ประกอบกับราคาสาร LAB ที่ปรับตัวลดลงตามราคาสารตั้งต้น ส่งผลให้รายได้จากการขายลดลง 1,260 ล้านบาท ขณะที่อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA ปรับตัวเพิ่มขึ้น 67 ล้านบาท ใน Q2/68 LABIX มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 29 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 8 ล้านบาทใน Q2/67 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 33 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานงวด 6M/68 เทียบกับ 6M/67 LABIX มีอัตราการผลิตสาร LAB เพิ่มขึ้นร้อยละ 3 ขณะที่ปริมาณการขายสาร LAB ลดลงร้อยละ 8 เมื่อเทียบกับ 6M/67 ประกอบกับราคาสาร LAB ที่ปรับตัวลดลงตามราคาสารตั้งต้น ส่งผลให้มีรายได้จากการขายอยู่ที่ 11,385 ล้านบาท ลดลง 1,868 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม อัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB มีการปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ LABIX มี EBITDA เพิ่มขึ้น 96 ล้านบาท

ทั้งนี้ ใน 6M/68 LABIX มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 26 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 65 ล้านบาทใน 6M/67 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 22 ล้านบาทจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

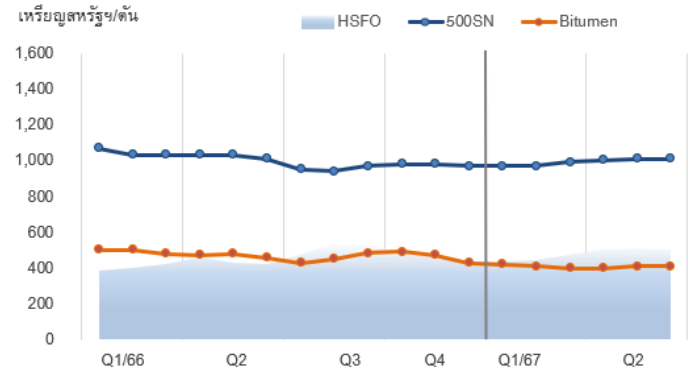
2.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US$/Ton	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
500SN[1]	1,043	1,019	24	1,011	32	1,031	996	35
Bitumen[2]	407	427	(20)	408	(1)	417	411	6
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	**Q2/68**	**Q1/68**	**+/(-)**	**Q2/67**	**+/(-)**	**6M/68**	**6M/67**	**+/(-)**
500SN	607	543	64	502	105	575	514	61
Bitumen	(29)	(49)	20	(101)	72	(39)	(71)	32

หมายเหตุ (1) ราคา 500SN อ้างอิงราคา Ex-tank Singapore
(2) ราคา Bitumen อ้างอิงราคา FOB Singapore

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคายางมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN และส่วนต่างระหว่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาใน Q2/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 เช่นเดียวกับราคาใน 6M/68 เทียบกับ 6M/67 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัวในภูมิภาคจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในภูมิภาค นอกจากนี้ความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานฟื้นตัวดีขึ้นในช่วงก่อนเข้าสู่ฤดูกาลขับขี่ อย่างไรก็ตาม ความไม่แน่นอนของสภาวะเศรษฐกิจซึ่งได้รับแรงกดดันจากสงครามการค้าครั้งใหม่ของสหรัฐฯ กดดันต่อความต้องการใช้โดยภาพรวม

ราคายางมะตอยในช่วง Q2/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากการออกงบประมาณการสร้างถนนที่ล่าช้าของประเทศอินโดนีเซีย อย่างไรก็ดี ส่วนต่างราคายางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาใน Q2/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 และ Q2/67 เช่นเดียวกับราคาใน 6M/68 เทียบกับ 6M/67 ที่ปรับเพิ่มขึ้น หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบดูไบอย่างมีนัยยะ หลังอุปทานน้ำมันดิบปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องจากมาตรการเพิ่มกำลังผลิตของกลุ่มโอเปกพลัส

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการผลิต Base Oil [1] (%)	76%	83%	(7%)	83%	(7%)	79%	76%	3%
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	50	55	(5)	55	(5)	105	102	4
Product-to-feed Margin [2] (US$/Ton)	140	130	10	72	68	135	80	55

หมายเหตุ (1) เทียบกับกำลังการผลิตติดตั้ง (Nameplate Capacity) ที่ 267,015 ตันต่อปี
(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์หารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

ใน Q2/68 TLB มี P2F เพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักกับน้ำมันเตา

ใน Q2/68 บริษัท ไทยลูบเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิต Base oil อยู่ที่ร้อยละ 76 และมีรายได้จากการขายรวม 5,344 ล้านบาทลดลงจาก Q1/68 จำนวน 1,269 ล้านบาท ด้านส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัว จากการปิดซ่อมบำรุงของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในภูมิภาค ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin ปรับตัวเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 140

ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามจากปริมาณการขายที่ปรับลดลง ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับลดลง

ใน 6M/68 เทียบ 6M/67 แม้รายได้ลดลง แต่จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันเตาเพิ่มขึ้นทำให้ TLB มี P2F ที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ซึ่งเพิ่มขึ้น 10 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน แต่เนื่องจากปริมาณการขายที่ปรับลดลงส่งผลให้ TLB มี EBITDA 801 ล้านบาท ลดลง 34 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ทำให้ TLB มีกำไรสุทธิ 593 ล้านบาท ลดลง 36 ล้านบาทจากไตรมาสก่อน

เมื่อเทียบกับ Q2/67 TLB มีรายได้จากการขายลดลง 1,556 ล้านบาท โดย TLB มีปริมาณในการผลิตและปริมาณในการขายที่ปรับลดลง จากความไม่แน่นอนของสภาวะเศรษฐกิจซึ่งได้รับแรงกดดันจากสงครามการค้า อย่างไรก็ตาม จากการที่ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้นในหลายผลิตภัณฑ์โดยเฉพาะกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอย ส่งผล TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 68 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน โดย TLB มี EBITDA เพิ่มขึ้น 493 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้ TLB มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 382 ล้านบาทจาก Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานใน 6M/68 เทียบกับ 6M/67 TLB มีรายได้จากการขาย 11,957 ล้านบาท ลดลง 323 ล้านบาท แต่จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันเตาที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 55 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สาเหตุหลักจากอุปทานที่จำกัด ท่ามกลางอุปสงค์ที่ปรับตัวดีขึ้นของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอย ส่งผล TLB มี EBITDA 1,635 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,005 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้ TLB มีกำไรสุทธิ 1,222 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 787 ล้านบาทจาก 6M/67

2.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

TOP SPP	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	570	532	38	566	4	1,102	1,118	(16)
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (พันตัน)	891	831	60	878	13	1,722	1,767	(45)

ใน Q2/68 TOP SPP มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ใน Q2/68 กลุ่มไทยออยล์ได้รับเงินปันผลรับจากการถือหุ้นใน GPSC ร้อยละ 10 จำนวน 127 ล้านบาท

ใน 6M/68 TOP SPP มีรายได้ลดลง จากปริมาณจำหน่ายที่ปรับลดลง ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

ใน Q2/68 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 3,022 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 66 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 838 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 76 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว TOP SPP มีกำไรสุทธิ 482 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 72 ล้านบาท ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับ 127 ล้านบาท ตามมติที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นของ GPSC เมื่อวันที่ 4 เมษายน 2568 ซึ่งได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลประจำปีจากผลประกอบการในปี 2567

เมื่อเทียบกับ Q2/67 TOP SPP มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 226 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณจำหน่ายที่เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตามใน Q2/67 TOP SPP มีรายได้จากการขายที่ลดลง จากการเริ่มใช้นโยบาย Single Pool ในการคำนวณราคาก๊าซธรรมชาติ โดยมีผลย้อนหลังตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 ขณะที่ใน Q2/68 ราคาต้นทุนน้ำปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันเตาที่อ้างอิง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA เพิ่มขึ้น 56 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว TOP SPP มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 47 ล้านบาทจาก Q2/67 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับโดยรับรู้เงินปันผลรับ 127 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3 ล้านบาทจาก Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานงวด 6M/68 เทียบกับ 6M/67 TOP SPP มีรายได้จากการขาย 5,978 ล้านบาท ลดลง 132 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณจำหน่ายที่ลดลง ขณะที่ราคาต้นทุนน้ำปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันเตาที่อ้างอิง จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 1,600 ล้านบาท ลดลง 4 ล้านบาทจาก 6M/67 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้แล้ว TOP SPP มีกำไรสุทธิ 892 ล้านบาท ลดลง

16 ล้านบาทจาก 6M/67 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับ 127 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3 ล้านบาทจาก 6M/67

2.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเว้นท์

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสารทำละลาย[1] (%)	101%	89%	12%	90%	11%	95%	91%	4%
ปริมาณผลิตสารทำละลาย[1] (พันตัน)	53	44	9	48	5	101	98	3
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	145	140	5	136	9	285	281	4

หมายเหตุ (1) ผลิตสารทำละลายโดยบริษัท ศักดิ์ไชยสิทธิ จำกัด (บริษัท ท็อปเน็กซ์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (เดิมชื่อบริษัท ท็อป โซลเว้นท์ จำกัด) ถือหุ้นร้อยละ 80.52)

ใน Q2/68 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายมีรายได้จากการขายลดลง จากราคาขายปรับตัวลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจสารทำละลายมี EBITDA ลดลงตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวลดลงและรับรู้ขาดทุนสุทธิ

สำหรับ 6M/68 เทียบกับ 6M/67 รายได้จากการขายลดลง จากราคาขายปรับตัวลดลง ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจสารทำละลายมี EBITDA และกำไรสุทธิลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน

ใน Q2/68 เทียบกับ Q1/68 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตสารทำละลายอยู่ที่ร้อยละ 101 เพิ่มขึ้นร้อยละ 12 มีปริมาณจำหน่ายสารทำละลายเพิ่มขึ้นจาก Q1/67 ประมาณ 4 พันตัน ในขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีรายได้จากการขาย 4,031 ล้านบาท ลดลง 285 ล้านบาท ทำให้กลุ่มธุรกิจมี EBITDA 158 ล้านบาท ลดลง 69 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน และเครื่องมือทางการเงิน 72 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 38 ล้านบาทจาก Q1/68 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา 59 ล้านบาท ต้นทุนทางการเงิน 31 ล้านบาท ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 2 ล้านบาท และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมแล้ว ส่งผลให้ใน Q2/68 กลุ่มธุรกิจมีขาดทุนสุทธิ 4 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 84 ล้านบาทใน Q1/68

เมื่อเทียบ Q2/68 กับ Q2/67 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 มีปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้นประมาณ 8 พันตัน ในขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีรายได้จากการขายลดลง 973 ล้านบาท และรายงาน EBITDA ลดลง 97 ล้านบาทตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวลดลง ทั้งนี้มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน และเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 29 ล้านบาทจาก Q2/67 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมแล้ว ส่งผลให้ใน Q2/68 กลุ่มธุรกิจมีขาดทุนสุทธิ 4 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 104 ล้านบาทใน Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานงวด 6M/68 เทียบกับ 6M/67 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารละลายร้อยละ 95 มีปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้นประมาณ 4 พันตัน ในขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 8,348 ล้านบาท ลดลง 1,739 ล้านบาท อีกทั้งกลุ่มธุรกิจมี EBITDA 385 ล้านบาท ลดลง 155 ล้านบาท ทั้งนี้ ใน 6M/68 มีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน และเครื่องมือทางการเงิน 106 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 58 ล้านบาทใน 6M/67 เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมแล้ว ส่งผลให้ใน 6M/68 กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 80 ล้านบาท ลดลง 259 ล้านบาทเมื่อเทียบกับ 6M/67

2.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
HDPE – Naphtha MOPJ[1]	363	320	43	364	(1)	342	359	(17)
LLDPE – Naphtha MOPJ[1]	387	362	25	379	8	374	361	13
PP – Naphtha MOPJ[1]	353	326	27	328	25	339	327	12

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

ใน Q2/68 CAP มีผลการดำเนินที่ดีขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากรับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในสิงคโปร์ ส่งผลให้ TII ได้รับส่วนแบ่งกำไรจาก CAP และมีกำไรสุทธิที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68

ผลการดำเนินงาน 6M/68 ของ TII มีกำไรสุทธิที่สูงขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนซึ่งเป็นผลจากรับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในสิงคโปร์

สถานการณ์ตลาดโอเลฟินส์ใน Q2/68 ราคาแนฟทาปรับตัวลดลงจากมาตรการจำกัดการนำเข้าของสหรัฐอเมริกา ซึ่งส่งผลกระทบต่อความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจที่อาจจะชะลอตัวลง ในขณะที่ความต้องการผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ยังอยู่ในระดับคงที่ และอุปทานจากการเปิดดำเนินการใหม่ทยอยเข้ามาในตลาดช่วงปลายของไตรมาส จากปัจจัยดังกล่าวสนับสนุนให้ราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ใน Q2/68 ปรับตัวสูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68 ใน Q2/68 ส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) กับแนฟทาอยู่ที่ 363 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ส่วนต่างราคาเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นต่ำเชิงเส้น (LLDPE) กับแนฟทา อยู่ที่ 387 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน และส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PP) เทียบกับแนฟทา อยู่ที่ 353 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน นอกจากราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น บริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) ได้รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจบริษัท Aster Chemical and Energy Pte. Ltd. (เดิมชื่อ Shell Singapore Energy Park Pte. Ltd.) ในประเทศสิงคโปร์ผ่าน CAPGC ซึ่งเป็นบริษัทย่อยได้สำเร็จ ทำให้ในไตรมาสนี้ CAP มีผลการดำเนินที่ดีขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรใน CAP และเมื่อรวมกับค่าใช้จ่ายจากการดำเนินงานของ TII แล้วทำให้ TII มีกำไรสุทธิ 6,529 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 181 ล้านบาทใน Q1/68

เมื่อเทียบกับ Q2/67 ราคาส่วนต่างเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนกับแนฟทาอยู่ในระดับใกล้เคียงกัน ในขณะที่ราคาส่วนต่างเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีนกับแนฟทาใน Q2/68 ปรับเพิ่มขึ้นจากอุปทานที่ตึงตัวจากการหยุดดำเนินการทางเศรษฐกิจของผู้ผลิตในภูมิภาค รวมทั้งรับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจสิงคโปร์ ทำให้ CAP มีผลการดำเนินงานใน Q2/68 ดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/67 ส่งผลให้ TII มีกำไรสุทธิ 6,529 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 96 ล้านบาทใน Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานงวด 6M/68 TII มีกำไรสุทธิ 6,348 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 294 ล้านบาทใน 6M/67 จากการรับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในสิงคโปร์เป็นสำคัญ

2.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตรากำลังการผลิตของ TET

	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)	6M/68	6M/67	+/(-)
อัตราการผลิตเอทานอล								
- ทรัพย์ทิพย์	66%	66%	-	81%	(15%)	66%	92%	(26%)

ใน Q2/68 TET มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น และการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือจึงส่งผลให้ EBITDA

ใน Q2/68 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) จำนวน 317 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 100 ล้านบาทจาก Q1/68 สาเหตุหลักจากปริมาณการขายเอทานอลเพิ่มขึ้นตามความต้องการที่มากขึ้นของลูกค้า ขณะที่ราคาจำหน่ายเอทานอลปรับตัวลดลงและต้นทุนปรับสูงขึ้น ส่งผลให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นลดลง ขณะที่มีการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือ ส่งผลให้ TET มี EBITDA 48 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 42 ล้านบาทจาก Q1/68 ทั้งนี้ TET ได้รับเงินปันผลจาก บริษัท อุบล

และมีผลกำไรสุทธิเพิ่มสูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/68

สำหรับ 6M/68 TET มีรายได้ลดลงจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนจากปริมาณการขายที่ปรับตัวลดลง และราคาขายเอทานอลของทรัพย์ทิพย์ที่ปรับลดลง จากปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้น, EBITDA และกำไรสุทธิลดลงจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน

ไบโอ เอทานอล จำกัด (มหาชน) (UBE) เป็นจำนวนเงิน 11.4 ล้านบาท เมื่อหักค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมแล้ว ทำให้ใน Q2/68 TET มีกำไรสุทธิ 7 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 17 ล้านบาทใน Q1/68

เมื่อเทียบกับ Q2/67 TET รับรู้รายได้การขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด ลดลง 129 ล้านบาท จากราคาจำหน่ายเอทานอลจะปรับตัวลดลง ขณะที่ปริมาณการขายเอทานอลเพิ่มขึ้น รวมถึงมีค่าใช้จ่ายปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น และมี EBITDA เพิ่มขึ้น 19 ล้านบาท โดย TET ได้รับเงินปันผลจาก บริษัท อุบล ไบโอ เอทานอล จำกัด (มหาชน) (UBE) มากกว่า Q2/67 3.8 ล้านบาท เมื่อหักค่าใช้จ่ายในการขายและบริหาร ค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน ค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้และส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมแล้ว ทำให้ TET มีผลกำไรเพิ่มขึ้น 12 ล้านบาทจาก Q2/67

สำหรับผลการดำเนินงานงวด 6M/68 เทียบ 6M/67 TET มีรายได้รวม 534 ล้านบาท ลดลง 327 ล้านบาท จากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลลดลงตามความต้องการ E85 และ E20 ที่ปรับลดลง และราคาจำหน่ายเอทานอลปรับลดลง จากปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวลดลง และมี EBITDA 54 ล้านบาท ลดลง 30 ล้านบาท และรายงานผลขาดทุนสุทธิ 9 ล้านบาท ขาดทุนมากขึ้น 4 ล้านบาทจาก 6M/67

3. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

3.1 งบแสดงฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: งบแสดงฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 30 มิถุนายน 2568	ณ 31 ธันวาคม 2567	+/(-)	+/(-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	44,658	39,738	4,921	12%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	64,879	72,484	(7,605)	(10%)
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	288,948	296,789	(7,840)	(3%)
รวมสินทรัพย์	**398,486**	**409,010**	**(10,524)**	**(3%)**
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน[1]	69,683	62,487	7,197	12%
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) [2]	126,210	152,073	(25,863)	(17%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	30,942	28,266	2,676	9%
รวมหนี้สิน	**226,835**	**242,826**	**(15,991)**	**(7%)**
ส่วนของเจ้าของ				
ส่วนของบริษัทใหญ่	168,910	163,446	5,464	3%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	2,741	2,739	2	-
รวมส่วนของเจ้าของ	171,651	166,185	**5,466**	**3%**
รวมหนี้สินและส่วนของเจ้าของ	**398,486**	**409,010**	**(10,524)**	**(3%)**

หมายเหตุ (1) รวมเงินกู้ยืมระยะสั้น (2) รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี และไม่รวมหนี้สินสัญญาเช่าทางการเงิน

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ ณ 30 มิถุนายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 398,486 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 จำนวน 10,524 ล้านบาท หรือร้อยละ 3 สาเหตุหลักจาก

- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นลดลงจำนวน 7,840 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการลดลงของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ จำนวน 12,262 ล้านบาท จากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) โดยนำมาหักจากมูลค่างานระหว่างก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) นอกจากนี้ สินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นลดลงจำนวน 2,621 ล้านบาท ตามการปรับตัวลดลงของราคาหลักทรัพย์ ขณะที่เงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นจำนวน 4,708 ล้านบาท จากส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนใน PT Chandra Asri Petrochemical Tbk ประกอบกับสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจำนวน 4,056 ล้านบาท จากการการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract)
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลงจำนวน 7,605 ล้านบาท จากสินค้าคงเหลือลดลงจำนวน 4,830 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลง ประกอบกับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ขณะที่ลูกหนี้การค้าลดลงจำนวน 2,821 ล้านบาท ตามราคาเฉลี่ยและปริมาณที่ลดลง รวมถึงค่าเงินบาทที่แข็งค่าขึ้น

- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 4,921 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดได้มาจากกิจกรรมการดำเนินงาน และเงินสดได้มากิจกรรมการลงทุน จากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) แต่อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดจ่ายจากกิจกรรมจัดหาเงิน จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาวและการไถ่ถอนหุ้นกู้

หนี้สินรวม

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้น 226,835 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 จำนวน 15,991 ล้านบาท หรือร้อยละ 7 สาเหตุหลักจาก

- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลงจำนวน 25,863 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 14,914 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้คืนก่อนกำหนด รวมทั้งเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินรวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 10,950 ล้านบาท จากการไถ่ถอนเงินกู้ก่อนกำหนด
- หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 7,197 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 4,287 ล้านบาท จากการการขยายเครดิตการค้า (ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ประกอบกับภาษีเงินได้นิติบุคคลค้างจ่ายเพิ่มขึ้นจำนวน 4,086 ล้านบาท จากการบันทึกเงินได้นิติบุคคลจากผลประกอบการในช่วงครึ่งแรกของปี 2568 ขณะที่ภาษีสรรพสามิตค้างจ่ายลดลงจำนวน 971 ล้านบาท จากปริมาณการขายที่ปรับลดลง
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 2,676 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินที่เพิ่มขึ้นจำนวน 3,498 ล้านบาท จากการรับรู้มูลค่ายุติธรรม (Fair Value) ของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยและเงินตราต่างประเทศ ขณะที่หนี้สินตามสัญญาเช่าสุทธิส่วนที่ชำระภายในหนึ่งปีลดลง 737 ล้านบาท และประมาณการหนี้สินไม่หมุนเวียนสำหรับผลประโยชน์พนักงานลดลงจำนวน 105 ล้านบาท

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TS	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐฯ[1]	4,425	-	-	-	80,070	**84,494**
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	29,484	-	-	-	-	**29,484**
เงินกู้สกุลเงินบาท	10,242	1,675	-	-	-	**11,917**
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ[1]	-	-	299	16	-	**315**
รวม ณ 30 มิถุนายน 2568	**44,150**	**1,675**	**299**	**16**	**80,070**	**126,210**
รวม ณ 31 ธันวาคม 2567	56,096	1,974	345	24	93,635	152,073
เพิ่ม / (ลด)	**(11,946)**	**(299)**	**(45)**	**(8)**	**(13,565)**	**(25,863)**

หมายเหตุ (1) รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมทั้งสิ้น 171,651 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,466 ล้านบาทหรือร้อยละ 3 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 สาเหตุหลักมาจากผลการดำเนินงานสุทธิในครึ่งปีแรกจำนวน 9,980 ล้านบาท หักกับเงินปันผลจ่ายในเดือนเมษายน 2568 จำนวน 1,564 ล้านบาท ในขณะที่องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้นลดลงจำนวน 2,952 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการรับรู้มูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนอื่น (FVTOCI) ของเงินลงทุนในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (GPSC)

3.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 33,497 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 28,972 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	19,745	15,768
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	10,053	12,621
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(25,488)	(25,217)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น / (ลดลง)สุทธิ	**4,310**	**3,172**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	29,042	25,572
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	144	228
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	**33,497**	**28,972**

ใน 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 19,745 ล้านบาท สาเหตุหลักจากผลกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 11,196 ล้านบาท และมีรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินลดลง 2,305 ล้านบาท และมีเงินสดได้มาจากสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานเพิ่มขึ้น 11,599 ล้านบาท ขณะที่มีการจ่ายเงินภาษีเงินได้สุทธิ 744 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดรับจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 10,053 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำงานด้านการออกแบบ วิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) หักด้วยกระแสเงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project)

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน 25,488 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการไถ่ถอนและซื้อคืนหุ้นกู้ 8,491 ล้านบาท ประกอบกับการจ่ายปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นสำหรับผลประกอบการในปี 2567 1,564 ล้านบาทในเดือนเมษายน 2568 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดจ่ายเงินกู้ยืมจากสถาบันการเงินทั้งระยะสั้นและระยะยาวรวม 20,036 ล้านบาท ในขณะที่มีเงินสดรับสุทธิจากการกู้เงินทั้งระยะสั้นและระยะยาวจากสถาบันการเงินรวม 9,297 ล้านบาท

จากรายการกระแสเงินสดจากกิจกรรมข้างต้น ทำให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินเพิ่มขึ้นสุทธิ 4,310 ล้านบาท จาก 31 ธันวาคม 2567 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์มีผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนทำให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น 144 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด 29,042 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 33,497 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2568

3.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงินสำหรับงวด Q2/68

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	1%	6%	(5%)	7%	6%
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	0%	5%	(5%)	6%	6%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	6%	3%	3%	4%	(2%)

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.5	1.9	(0.4)	1.7	0.2
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	1.0	1.1	(0.2)	1.0	(0.0)

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q2/68	Q1/68	+/(-)	Q2/67	+/(-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.3	1.4	(0.1)	1.6	0.2
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.6	0.8	(0.2)	0.8	0.2
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.8	1.0	(0.2)	1.1	0.2
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	0.7	6.7	(6.0)	8.8	8.1
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	46%	51%	(5%)	52%	6%

<u>การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน</u>

อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	=	EBITDA / รายได้จากการขาย
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	=	กำไรขั้นต้น / รายได้จากการขาย
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	=	กำไรสำหรับงวด / รายได้รวม
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	=	สินทรัพย์หมุนเวียน / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	=	(เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด + เงินลงทุนระยะสั้น + ลูกหนี้การค้า) / หนี้สินหมุนเวียน
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	=	หนี้สินรวม / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	=	หนี้สินสุทธิ / ส่วนของผู้ถือหุ้น
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	=	หนี้เงินกู้ระยะยาว / ส่วนของผู้ถือหุ้น
หนี้เงินกู้ระยะยาว	=	เงินกู้ระยะยาวจากสถาบันการเงิน + หุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หนี้สินตามสัญญาเช่า (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	=	EBITDA / ต้นทุนทางการเงิน
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	=	หนี้เงินกู้ระยะยาว / เงินทุนระยะยาว
เงินทุนระยะยาว	=	หนี้เงินกู้ระยะยาว + ส่วนของผู้ถือหุ้น
หนี้สินสุทธิ	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย + หนี้สินตามสัญญาเช่า – เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด – เงินลงทุนระยะสั้น

4. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 3 และไตรมาสที่ 4 ในปี 2568

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

ราคาน้ำมันดิบใน Q3/68 และ Q4/68 มีแนวโน้มปรับลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า หลังสมาชิกกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและประเทศพันธมิตร (OPEC+) ทยอยยกเลิกการปรับลดกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายนจนถึงเดือนกันยายน 2568 ซึ่งเป็นการเพิ่มกำลังการผลิตกว่า 2.2 ล้านบาร์เรลต่อวันภายในปีนี้ ขณะที่สถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางระหว่างอิสราเอลและอิหร่านมีแนวโน้มคลี่คลายจากการบรรลุข้อตกลงในการหยุดยิง ด้านเศรษฐกิจโลกมีแนวโน้มชะลอตัวลงหลังคาดการณ์ว่าสหรัฐฯ จะเรียกเก็บภาษีตอบโต้ต่อประเทศต่างๆ ในระดับสูง หลังจากที่ครบกำหนดแผนการชะลอการเรียกเก็บภาษี ขณะที่คาดว่าธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) จะเริ่มปรับลดอัตราดอกเบี้ย 2 ครั้งในช่วงเดือนกันยายนและเดือนธันวาคม 2568

ภาพรวมของธุรกิจโรงกลั่นในช่วง Q3/68 และ Q4/68 มีแนวโน้มปรับลดลงเล็กน้อยจากไตรมาสก่อนหน้า โดยคาดการณ์ว่า crude premium จะปรับตัวสูงขึ้นหลังสหรัฐฯ ออกมาตการ secondary tariff ต่อผู้ซื้อน้ำมันจากรัสเซีย ส่งผลให้ผู้ซื้อน้ำมันดิบหลักจากรัสเซียอย่างอินเดีย หันไปซื้อน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากขึ้น อย่างไรก็ดี ธุรกิจการกลั่นยังได้รับแรงสนับสนุนจากอุปทานที่ถูกจำกัดจากโรงกลั่นในสหรัฐและยุโรปที่ปิดตัวลงต่อเนื่อง ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลยังอยู่ในระดับที่ดี

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ตลาดสารพาราไซลีนในช่วง Q3/68 และ Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับตัวดีขึ้นเทียบกับ Q2/68 จากคาดการณ์อุปสงค์ที่เติบโตจากโรงงานผลิตสารปลายน้ำอย่างสารพีทีเอในจีนกลับมาเริ่มดำเนินการ ภายหลังจากการปิดซ่อมบำรุงและความต้องการใช้ผ้ามากขึ้นในช่วงฤดูหนาว แม้ว่าไม่มีแผนการเปิดดำเนินการใหม่ของโรงผลิตสารพาราไซลีนในภูมิภาคเนื่องจากการเลื่อนดำเนินการออกไป แต่อุปทานบางส่วนอาจเพิ่มขึ้นหลังผู้ผลิตสารพาราไซลีนได้เสร็จสิ้นการปิดซ่อมบำรุงประจำปี อย่างไรก็ตาม อุปสงค์ยังคงถูกกดดันจากความกังวลด้านภาวะเศรษฐกิจของจีนและภูมิภาคจากมาตรการภาษีศุลกากรตอบโต้สหรัฐฯ หลังครบกำหนดระยะเวลาผ่อนผัน 90 วัน

ตลาดสารเบนซีนในช่วง Q3/68 และ Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากความต้องการใช้สารเบนซีนปรับสูงขึ้นในช่วงฤดูการขับขี่ของสหรัฐฯ และจีน รวมถึงธุรกิจปลายน้ำ เช่น สารสไตรีน มอนอเมอร์ กลับมาดำเนินการหลังจากการเสร็จสิ้นการซ่อมบำรุง อย่างไรก็ตาม การผลิตสารปลายน้ำยังคงถูกกดดันจากผลกำไรที่ต่ำ ส่งผลให้อุปสงค์สารเบนซีนยังคงถูกจำกัด นอกจากนี้ ตลาดยังคงจับตามองการบังคับใช้มาตรการตอบโต้ทางภาษีศุลกากรของสหรัฐฯ ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่กดดันอุปสงค์สารเบนซีน

ตลาดสารโทลูอีนในช่วง Q3/68 และ Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับตัวดีขึ้น หลังอุปสงค์การนำสารโทลูอีนไปผลิตสารอะโรเมติกส์คาดว่าจะปรับตัวสูงขึ้น หลังจากเริ่มกลับมาดำเนินการจากการปิดซ่อมบำรุง ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันเบนซินที่สูงขึ้นในฤดูขับขี่ในสหรัฐฯ ยังคงเป็นปัจจัยสนับสนุนอุปสงค์สารโทลูอีนเพื่อใช้ในการผสมทำน้ำมันเบนซิน อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงกังวลต่อสภาวะเศรษฐกิจที่อาจชะลอตัวหลังจากสิ้นสุดการเลื่อนของมาตรการตอบโต้ภาษีสหรัฐฯ ประกอบกับการเปิดใหม่ของโรงงานผลิตสารโอเลฟินส์ยังคงกดดันตลาดสารโทลูอีนในช่วงครึ่งหลังของปี

ภาวะตลาดสาร LAB

ตลาดสาร LAB ใน Q3/68 และ Q4/68 คาดการณ์ว่ายังคงถูกกดดันจากการขยายตัวของอุปทานในภูมิภาคจากอินเดีย โรง Tamilnadu Petroproducts (TPL) ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 40,000 ตันต่อปีในช่วง Q3/68 และในจีน โรง Fushun ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 70,000 ตันต่อปีในช่วง Q4/68 ส่งผลให้อัตราการใช้กำลังการผลิตปรับตัวลดลงและมีแนวโน้มจะกดดันตลาด ประกอบกับอุปสงค์ที่อาจปรับลดลงในช่วงฤดูมรสุมและความไม่แน่นอนของภาวะเศรษฐกิจโลก

ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานใน Q3/68 และ Q4/68 คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 จากอุปทานที่ถูกจำกัดจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 อย่างไรก็ตาม อุปสงค์คาดว่ายังคงถูกกดดันจากการเข้าสู่ช่วงฤดูฝนที่มีการขับขี่น้อยลง

ภาวะตลาดยางมะตอย

ตลาดยางมะตอยใน Q3/68 และ Q4/68 คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 โดยคาดการณ์ว่าส่วนต่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาจะปรับตัวสูงขึ้น จากราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ ด้านอุปสงค์ยางมะตอยในภูมิภาคที่ยังคงแข็งแกร่ง โดยเฉพาะใน Q4/68 ที่คาดว่างบประมาณในการซ่อมแซมโครงสร้างถนนในภูมิภาคมีแนวโน้มสูงขึ้น

5. ภาคผนวก

5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัทฯ และบริษัทในกลุ่มมีแผนการลงทุนโครงการในอนาคตที่ได้รับอนุมัติ ตั้งแต่ปี 2568 ถึงปี 2572 เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,695 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยเป็นโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) 1,497 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นของบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 198 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ตามรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนปี 2568 – 2572 ดังแสดงในตารางด้านล่างนี้

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

แผนลงทุน (หน่วยล้านเหรียญสหรัฐฯ)

ข้อมูล ณ เดือนมิถุนายน 2568

โครงการ	ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนปี 2568-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)*	**1,497**
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ	**198**
โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)	
โครงการลงทุนทางด้านโลจิสติกส์และสาธารณูปโภค (เช่น โครงการก่อสร้างสถานีสูบน้ำดิบและท่อส่งน้ำดิบสายใหม่จากอ่างเก็บน้ำบางพระ, โครงการก่อสร้างถังเก็บน้ำมันเตาใหม่ และโครงการปิดคลุมบ่อบำบัดน้ำเสีย)	
รวมโครงการทั้งหมด	**1,695**

*เงินลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (CFP) แสดงเงินลงทุนหลังจากการขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน (Energy Recovery Unit : ERU) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพลังงานสะอาด (CFP) และการบังคับหลักประกันภายใต้สัญญาจ้างรับเหมาก่อสร้าง การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง

หมายเหตุ : ไม่รวมค่าบำรุงรักษาประจำปีประมาณ 40 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ต่อปี

5.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP)

โครงการ CFP มีวัตถุประสงค์สำคัญเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันของบริษัทฯ ด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิต เพื่อเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ซึ่งเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและขยายกำลังการกลั่นน้ำมันเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นทำให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบได้มากและหลากหลายชนิดขึ้น ก่อให้เกิดการประหยัดด้านขนาด (Economies of Scale) และลดต้นทุนวัตถุดิบ นอกจากนี้ ยังช่วยเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและสนับสนุนการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศในระยะยาวอีกด้วย

บริษัทฯ ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 ให้เข้าลงทุนในโครงการ CFP โดยมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 4,825 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 160,279 ล้านบาท และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 5,016 ล้านบาท[1] โดยบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาสำหรับการออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (Engineering, Procurement and Construction) (“สัญญา EPC”) กับผู้รับเหมาซึ่งเป็นกิจการร่วมค้าระหว่าง PSS Netherlands B.V. สำหรับงานออกแบบวิศวกรรมและการจัดหาวัสดุอุปกรณ์และเครื่องจักรในต่างประเทศ และ unincorporated joint venture of Samsung E&A (Thailand) Co., Ltd., Petrofac South East Asia Pte. Ltd. and Saipem Singapore Pte. Ltd. สำหรับงานก่อสร้างและการจัดหาวัสดุอุปกรณ์และเครื่องจักรในประเทศไทย (เรียกรวมกันว่า “ผู้รับเหมาหลัก”) แต่เนื่องจากสถานการณ์โควิด-19 ส่งผลกระทบต่อโครงการ CFP ตั้งแต่ช่วงเริ่มงานในขั้นตอนการออกแบบวิศวกรรม การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และเครื่องจักร รวมถึงการก่อสร้างในพื้นที่ที่ต้องดำเนินการภายใต้มาตรการการป้องกันการแพร่ระบาดของโควิด-19 ทำให้ต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนการดำเนินงานเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าเพื่อผลักดันให้โครงการ CFP เดินหน้าได้อย่างต่อเนื่องในช่วงดังกล่าว จึงส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานโครงการเพิ่มขึ้น และทำให้ระยะเวลาการก่อสร้างโครงการ CFP ต้องถูกขยาย

[1] อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับงบประมาณของโครงการ CFP ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 โดยอ้างอิงอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวัน ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 28 มิถุนายน 2561 โดย 33.2185 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ

ออกไปจากเดิมที่คาดการณ์ไว้ ด้วยเหตุดังกล่าวที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ครั้งที่ 9/2564 จึงได้พิจารณาอนุมัติการขยายกรอบวงเงินประมาณการดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้างของโครงการ CFP จาก 151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 5,016 ล้านบาท โดยเพิ่มขึ้นอีก 422 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 14,278 ล้านบาท[2] และในการประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ครั้งที่ 4/2565 ได้พิจารณาอนุมัติงบประมาณเพิ่มเติมในการดำเนินโครงการ CFP และอนุมัติให้บริษัทฯ ลงนามในสัญญาแก้ไขสัญญา EPC กับผู้รับเหมาหลัก โดยเพิ่มงบประมาณของโครงการอีกประมาณ 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 18,165 ล้านบาท[3] และขยายระยะเวลาการดำเนินโครงการไปอีก 24 เดือน ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญา EPC เพื่อประโยชน์สูงสุดของบริษัทฯ และเพื่อให้สามารถดำเนินโครงการ CFP ต่อไปให้แล้วเสร็จ

ปัจจุบันหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลที่ 4 (Hydrodesulfurization Unit: HDS-4) ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองเดินเครื่องจักรและผลิตน้ำมันดีเซลมาตรฐานยูโร 5 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 ทันต่อการตอบสนองต่อนโยบายการใช้น้ำมันมาตรฐานยูโร 5 ที่ภาครัฐมีการประกาศบังคับใช้ตั้งแต่ช่วงต้นปี 2567 เป็นต้นมา อย่างไรก็ดี จากเหตุการณ์ที่ผู้รับเหมาหลักไม่ชำระเงินค่าจ้างค้างจ่ายให้กับผู้รับเหมาช่วงที่ผู้รับเหมาหลักจ้างให้ทำงานในการก่อสร้างโครงการ CFP จนทำให้ผู้รับเหมาช่วงหยุดงานหรือลดจำนวนคนงานลง จากเหตุการณ์ดังกล่าว บริษัทฯ จึงต้องพิจารณาทางเลือกในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จ ซึ่งมีการเตรียมความพร้อมโดยให้ที่ปรึกษาด้านเทคนิค (Technical Advisor) มาตรวจสอบและวิเคราะห์การก่อสร้างที่เหลืออยู่ของโครงการ จากรายงานการตรวจสอบและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาด้านเทคนิค เห็นว่าการที่จะก่อสร้างโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จจะต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มเติมอีกประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ[4] ดังนั้น คณะกรรมการบริษัทฯ จึงได้มีมติอนุมัติให้เรียกประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2568 ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 โดยที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นได้อนุมัติการเพิ่มเงินลงทุนในโครงการ CFP เป็นจำนวนเงินประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ[4] และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 17,922 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 505 ล้านดอลลาร์สหรัฐ[4] ส่งผลให้มีมูลค่าเงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ CFP เป็นจำนวนเงินประมาณ 241,472 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 7,151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ[5] และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 37,216 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,078 ล้านดอลลาร์สหรัฐ[6] ต่อมา ในวันที่ 24 เมษายน 2568 บริษัทฯ ได้ใช้สิทธิบอกเลิกสัญญา EPC โดยมีผลทันที เนื่องจากผู้รับเหมาหลักไม่ปฏิบัติตามภาระผูกพันในสัญญา EPC ทั้งนี้ บริษัทฯ ขอยืนยันว่าการใช้สิทธิบอกเลิกสัญญา EPC จะไม่ส่งผลกระทบต่อการดำเนินโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จ โดยบริษัทฯ ได้มีการจัดทำแผนงานเพื่อดำเนินการให้โครงการ CFP แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 3 ของปี 2571 และได้มีการจัดจ้างที่ปรึกษาที่มีความรู้ ความเชี่ยวชาญ และมีประสบการณ์ เพื่อเสริมสร้างการบริหารจัดการโครงการด้านวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้างอย่างมีประสิทธิภาพ และให้การสนับสนุนบริษัทฯ ในการบริหารจัดการโครงการในแต่ละระยะจน

---

[2] อ้างอิงจากอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวันที่ 28 กันยายน 2564 โดย 33.8344 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ เป็นสมมติฐาน (วันก่อนหน้าวันที่ 29 กันยายน 2564 ซึ่งเป็นวันที่ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ มีมติอนุมัติการขยายกรอบวงเงินประมาณการดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้างของโครงการ CFP)

[3] อ้างอิงจากอัตราถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวัน ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2565 - 24 มีนาคม 2565 ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย โดย 33.0278 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ

[4] อ้างอิงอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวัน ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2567 - 11 ธันวาคม 2567 โดย 35.4885 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนอาจมีการเปลี่ยนแปลงตามอัตราที่อ้างอิงในตลาด

[5] อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับงบประมาณของโครงการ CFP ตามที่ได้รับอนุมัติสำหรับที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 , ตามที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ ครั้งที่ 4/2565 เมื่อวันที่ 29 เมษายน 2565 มีมติอนุมัติเพิ่มงบประมาณของโครงการ CFP และตามที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ นัดพิเศษ ครั้งที่ 6/2567 เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2567 มีมติเห็นชอบการเพิ่มเงินลงทุนในโครงการ CFP ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนอาจมีการเปลี่ยนแปลงตามอัตราที่อ้างอิงในตลาด

[6] อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างของโครงการ CFP ตามที่ได้รับอนุมัติสำหรับที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561, อ้างอิงจากอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวันที่ 28 กันยายน 2564 โดย 33.8344 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ เป็นสมมติฐาน (วันก่อนหน้าวันที่ 29 กันยายน 2564 ซึ่งเป็นวันที่ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ มีมติอนุมัติการขยายกรอบวงเงินประมาณการดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้างของโครงการ CFP) และตามที่ประชุมคณะกรรมการบริษัทฯ นัดพิเศษ ครั้งที่ 6/2567 เมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2567 มีมติเห็นชอบการเพิ่มดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง ทั้งนี้ อัตราแลกเปลี่ยนอาจมีการเปลี่ยนแปลงตามอัตราที่อ้างอิงในตลาด

แล้วเสร็จ ทั้งนี้ งานก่อสร้างโครงการ CFP จะดำเนินการต่อโดยผู้รับเหมาที่มีความรู้ ความสามารถ และมีประสบการณ์ในการก่อสร้างโครงการขนาดใหญ่เพื่อให้การดำเนินงานก่อสร้างโครงการ CFP แล้วเสร็จสมบูรณ์ตามแผนงานของบริษัทฯ

หากการดำเนินโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จจะทำให้บริษัทฯ มีหน่วยกลั่นน้ำมันดิบใหม่ที่มีขนาดกำลังการกลั่นสูงทดแทนหน่วยกลั่นเดิม ส่งผลให้กำลังการกลั่นน้ำมันดิบของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากเดิม 275,000 บาร์เรลต่อวันเป็น 400,000 บาร์เรลต่อวัน ก่อให้เกิดการประหยัดด้านขนาด (Economies of Scale) อีกทั้งด้วยการออกแบบให้ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยทำให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบที่มีความหลากหลาย รวมทั้งน้ำมันดิบชนิดหนักที่โดยทั่วไปมีราคาต่ำกว่าราคาน้ำมันดิบชนิดอื่น ทำให้สามารถผลิตน้ำมันสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมได้มากยิ่งขึ้น รวมทั้งเพิ่มโอกาสในการใช้ประโยชน์จากผลิตภัณฑ์ที่ได้ในการเติบโตในธุรกิจปิโตรเคมีในอนาคต เพิ่มความสามารถในการแข่งขันให้กับบริษัทฯ และสร้างความมั่นคงและยั่งยืนในธุรกิจการกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมในอนาคต นอกจากนี้ ยังมีส่วนสำคัญในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและสนับสนุนการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศไทยในระยะยาว