

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 4/2568
และประจำปี 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. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยอยล์	18
3.1 งบแสดงฐานะการเงิน	18
3.2 งบกระแสเงินสด	20
3.3 อัตราส่วนทางการเงิน	21
4. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และครั้งแรกของปี 2569	22
5. ภาคผนวก	24
5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต	24
5.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP)	24

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 4/2568 และประจำปี 2568

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ล้านบาท	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่ม (kbd)	316	228	88	314	2	292	307	(15)
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม ⁽¹⁾ (US\$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	11.8	5.2	6.6	7.1	4.7	7.5	7.1	0.4
: รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	8.1	7.4	0.7	5.0	3.1	6.1	5.6	0.5

ล้านบาท	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
รายได้จากการขาย	108,931	80,049	28,882	111,962	(3,031)	394,336	455,857	(61,521)
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ ⁽²⁾	(1,062)	466	(1,528)	224	(1,286)	(537)	626	(1,163)
EBITDA	5,981	3,897	2,084	6,472	(491)	17,619	22,026	(4,407)
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน	66	(558)	624	6	60	(921)	(265)	(656)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ ⁽³⁾	(307)	321	(628)	(487)	180	(290)	52	(342)
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	-	1,372	(1,372)	-	-	4,042	1,134	2,908
กำไร (ขาดทุน) จากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจ	328	(19)	347	-	328	7,371	-	7,371
ต้นทุนทางการเงิน	(708)	(835)	127	(986)	278	(3,494)	(4,052)	558
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(459)	(498)	39	(723)	264	(2,131)	(2,283)	152
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	2,458	2,147	311	2,767	(309)	14,584	9,959	4,625
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	1.10	0.96	0.14	1.24	(0.14)	6.53	4.46	2.07

กำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมันก่อนภาษี	(3,461)	1,508	(4,969)	(2,010)	(1,451)	(5,043)	(5,913)	870
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี ⁽⁴⁾	408	76	332	2,105	(1,697)	73	(80)	153

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อเหรียญสหรัฐ)	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	32.34	32.45	(0.11)	34.16	(1.82)	33.05	35.43	(2.38)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	31.74	32.46	(0.72)	34.15	(2.41)	31.74	34.15	(2.41)

หมายเหตุ (1) กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม (Gross Integrated Margin) เป็นกำไรขั้นต้นจากการผลิตรวมของโรงกลั่นไทยออยล์, บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด, บริษัท ลามิกซ์ จำกัด และบริษัท ไทยลูบิเลส จำกัด (มหาชน)
(2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์
(3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q4/68, Q3/68, Q4/67, 2568 และ 2567 จำนวน (330) ล้านบาท, 864 ล้านบาท, (233) ล้านบาท, 260 ล้านบาท และ (68) ล้านบาท ตามลำดับ
(4) ประกอบด้วย กลับรายการ (รายการปรับลด) จากการวัดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปให้เท่ากับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับ และ กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าน้ำมันสำเร็จรูปคงเหลือตามราคาทุน

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มที่ 316 พันบาร์เรลต่อวัน และมีรายได้จากการขาย 108,931 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 28,882 ล้านบาท เนื่องจากใน Q3/68 มีการปิดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) สำหรับหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) และหน่วยอื่นๆ ประมาณ 30 – 45 วัน

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน อยู่ที่ 11.8 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 6.6 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q3/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยได้รับแรงหนุนจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่ตึงตัว จากการส่งออกของจีนที่ลดลง การหยุดชะงักของอุปทานจากรัสเซียหลังโรงกลั่นถูกโจมตีและมีการระงับการส่งออกบางส่วน รวมถึงการปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นในรัฐแคลิฟอร์เนียจากเหตุเพลิงไหม้ ประกอบกับความต้องการใช้น้ำมันตามฤดูกาลในช่วงฤดูหนาวของสหรัฐ ยุโรป และญี่ปุ่นปรับเพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นปัจจัยที่สนับสนุนให้ค่าการกลั่นปรับตัวสูงขึ้น
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรมาติกส์ปรับเพิ่มขึ้น จาก Optimization ที่มีประสิทธิภาพมากขึ้นหลังจากการปิดซ่อมบำรุงใน Q3/68 และแรงหนุนของอัตราค่าไถ่ผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Product) ที่ปรับตัวสูงขึ้น
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากการชะลอตัวของอุปทานใหม่ในภูมิภาคที่ยังไม่สามารถเดินเครื่องผลิตได้เต็มกำลัง
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวดีขึ้น จากส่วนต่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาที่สูงขึ้น เนื่องจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลง

ใน Q4/68 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับลดลงจากภาวะอุปทานส่วนเกิน หลังจากกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ยกเลิกมาตรการปรับลดกำลังการผลิตเพิ่มเติม และทยอยเพิ่มกำลังการผลิต 137,000 บาร์เรลต่อวันในช่วงเดือนตุลาคม-ธันวาคม ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันจำนวน 3,461 ล้านบาท หรือ 3.7 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตรวมผลกระทบจากสต็อกอยู่ที่ 8.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 0.7 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล ส่งผลให้ EBITDA อยู่ที่ 5,981 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,084 ล้านบาทจาก Q3/68 นอกจากนี้ ใน Q4/68 กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาในการเข้าซื้อธุรกิจปิโตรเคมีของ PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) (ซึ่งกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นร้อยละ 15) เพิ่มขึ้นประมาณ 328 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมรายการดังกล่าวกลุ่มไทยออยล์รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนจากการลงทุนในบริษัทรวมโดยเฉพาะจาก CAP เพิ่มขึ้น ซึ่งได้รับผลกระทบจากภาวะตลาดโอเลฟินส์ที่ยังคงอ่อนตัว จากแรงกดดันด้านอุปทานที่อยู่ในระดับสูง เมื่อรวมค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 2,458 ล้านบาท หรือ 1.10 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 311 ล้านบาทจาก Q3/68

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มเพิ่มขึ้น ขณะที่รายได้จากการขายลดลง 3,031 ล้านบาท เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์หลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน เพิ่มขึ้น 4.7 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q4/67 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบที่ปรับสูงขึ้นเนื่องจากอุปทานที่ตึงตัว จากความตึงเครียดด้านภูมิรัฐศาสตร์ แม้ว่า Crude Premium จะปรับตัวสูงขึ้นจากความต้องการใช้น้ำมันดิบจากตะวันออกกลางที่สูงขึ้นในจีนและอินเดีย

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง เนื่องจากความต้องการใช้ที่จำกัด ขณะที่ปริมาณสารเบนซินคงคลังของจีนอยู่ในระดับสูง
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene ปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงในภูมิภาค
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวสูงขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น จากแรงหนุนราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวลดลง

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q4/68 ปรับตัวลดลง ส่งผลกลุ่มไทยออยล์จึงมีขาดทุนจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 1,451 ล้านบาท โดยกลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 3.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง (รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์) 1,062 ล้านบาทใน Q4/68 เทียบกับกำไรจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง 224 ล้านบาทใน 4Q/67 ส่งผลให้มี EBITDA ลดลง 491 ล้านบาท ประกอบกับกลุ่มไทยออยล์รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนจากการลงทุนในบริษัทรวมเพิ่มขึ้น ดังนั้น ใน Q4/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิลดลง 309 ล้านบาทจาก Q4/67

2568 vs 2567 (YoY)

ปี 2568 เทียบกับปี 2567 กลุ่มไทยออยล์มีอัตราการใช้จ่ายการกลั่นและรายได้จากการขาย ลดลง 61,521 ล้านบาท มาอยู่ที่ 394,336 ล้านบาท เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ในปี 2568 ประกอบกับราคาขายของผลิตภัณฑ์หลายประเภทปรับตัวลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 0.4 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ 7.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในปี 2568 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นที่ปรับเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยานน้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตากับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ถูกจำกัดจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐ - รัสเซีย และระดับสต็อกน้ำมันเตาในตลาดโลกที่อยู่ในระดับต่ำเมื่อเทียบกับปี 2567
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง ความต้องการใช้สารเบนซีนจากผู้ผลิตสารเคมีปลายน้ำยังอยู่ในระดับจำกัด
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงผลิตในภูมิภาคมากกว่าที่คาดการณ์
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานและยางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากอุปทานยังคงจำกัดอย่างต่อเนื่อง หลังผู้ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 เปิดดำเนินการล่าช้ากว่าที่ตลาดคาดการณ์

จากราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในปี 2568 ที่ปรับลดน้อยลงกว่า ทำให้รับรู้ขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 5,043 ล้านบาท ลดลง 870 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน 6.1 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 0.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจากปี 2567 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง (รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์) 537 ล้านบาท ส่งผลให้มี EBITDA 17,619 ล้านบาท ลดลง 4,407 ล้านบาท ขณะที่มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 2,908 ล้านบาท เนื่องจากในปี 2568 กลุ่มไทยออยล์ซื้อหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐ 633 ล้านเหรียญสหรัฐ เพิ่มขึ้น 513 ล้านเหรียญสหรัฐจากปี 2567 นอกจากนี้ ในปี 2568 กลุ่มไทยออยล์รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนในบริษัทรวมเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหลักจากการเพิ่มขึ้นของเงินลงทุนใน PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) (ซึ่งกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 15) ซึ่งบริษัทย่อยของ CAP ได้บันทึกกำไรจากการต่อรองราคาในการเข้าซื้อกิจการ Aster Chemicals and Energy Pte. Ltd. ("ACE") (เดิมชื่อ "Shell Singapore Energy Park Pte. Ltd.") และ Aster Polymer Solutions Pte. Ltd. (เดิมชื่อ "Chevron Phillips Singapore Chemical Pte. Ltd.") ในประเทศสิงคโปร์ โดยกลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไร

จากการต่อรองราคาดังกล่าวตามสัดส่วนการถือหุ้น คิดเป็นจำนวน 7,371 ล้านบาท เมื่อรวมค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้ในปี 2568 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 14,584 ล้านบาท หรือเท่ากับ 6.53 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 4,625 ล้านบาท

เหตุการณ์สำคัญในปี 2568

- วันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2568 ที่ประชุมมีมติเห็นชอบด้วยคะแนนเสียงร้อยละ 89.73 อนุมัติการเพิ่มเงินลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) จำนวนประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้าง (Interest During Construction: IDC) ประมาณ 17,922 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 505 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ภายหลังการอนุมัติดังกล่าว ส่งผลให้มูลค่าเงินลงทุนรวมของโครงการ CFP อยู่ที่ประมาณ 241,472 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 7,151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างรวมประมาณ 37,216 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,078 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เมื่อโครงการ CFP แล้วเสร็จ จะช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของบริษัท ยกกระดับมูลค่าเพิ่มของผลิตภัณฑ์ เพิ่มความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม เสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ตลอดจนสร้างโอกาสในการต่อยอดสู่ธุรกิจปิโตรเคมี และสนับสนุนการขยายสู่ธุรกิจใหม่ในอนาคต
- วันที่ 9 ธันวาคม 2568 ที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2568 ที่ประชุมมีมติเห็นชอบด้วยคะแนนเสียงร้อยละ 99.99 อนุมัติโครงการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (Asset Monetization) โดยบริษัท จะดำเนินธุรกรรมให้เช่าระยะยาวและเช่ากลับเพื่อใช้ในการดำเนินงาน (Lease and Leaseback) ซึ่งเกี่ยวข้องกับทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนของบริษัท ได้แก่ ถังเก็บน้ำมันดิบ ท่าผูกเรือกลางทะเล (Single Buoy Mooring: SBM) สถานีจ่ายน้ำมันทางรถ และที่ดิน ภายหลังการเข้าทำธุรกรรมดังกล่าว บริษัท จะได้รับกระแสเงินสดจากการดำเนินการ ซึ่งจะช่วยเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้กับฐานะทางการเงิน ปรับปรุงอัตราส่วนทางการเงินให้ดีขึ้น ตลอดจนสนับสนุนการรักษาวินัยทางการเงินและอันดับความน่าเชื่อถือทางเครดิตในระดับนำลงทุนของบริษัท
- กลุ่มไทยออยล์ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐ จำนวน 633 ล้านเหรียญสหรัฐ หรือเทียบเท่าประมาณ 20,894 ล้านบาท โดยแล้วเสร็จในวันที่ 25 กันยายน 2568 และชำระคืนเงินกู้สกุลเงินบาทก่อนกำหนดจำนวน 10,050 ล้านบาท ซึ่งเป็นไปตามแผนด้านการเงินของบริษัท เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งทางการเงิน ปรับปรุงอัตราส่วนทางการเงินให้ดีขึ้น และลดความเสี่ยงทางการเงินในระยะยาว

2. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
งบการเงินรวม	108,931	80,049	28,882	111,962	(3,031)	394,336	455,857	(61,521)
โรงกลั่นน้ำมัน	113,736	81,040	32,696	117,855	(4,119)	412,853	486,610	(73,757)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB ⁽¹⁾	16,426	9,244	7,182	17,963	(1,537)	58,754	80,529	(21,775)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	6,300	3,797	2,503	6,597	(297)	22,054	25,738	(3,684)
ผลิตไฟฟ้า	2,695	2,295	400	2,795	(100)	10,968	11,826	(858)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ ⁽²⁾	4,019	3,824	195	4,539	(520)	16,191	19,724	(3,533)
ผลิตเอทานอล ⁽³⁾	287	229	58	347	(60)	1,050	1,681	(631)
อื่นๆ ⁽⁴⁾	2,544	1,558	986	2,104	440	7,559	7,350	209
EBITDA	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
งบการเงินรวม	5,981	3,897	2,084	6,472	(491)	17,619	22,026	(4,407)
โรงกลั่นน้ำมัน	2,962	2,501	461	3,923	(961)	8,357	12,232	(3,875)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	837	71	766	844	(7)	2,271	4,158	(1,887)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1,319	643	676	966	353	3,598	2,077	1,521
ผลิตไฟฟ้า	737	540	197	736	1	2,878	3,008	(130)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	131	254	(123)	167	(36)	771	919	(148)
ผลิตสารโอเลฟินส์	1	(2)	3	2	(1)	(5)	(5)	-
ผลิตเอทานอล	(15)	(15)	-	(64)	49	24	31	(7)
อื่นๆ	298	94	204	64	234	487	281	206
กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
งบการเงินรวม	2,458	2,147	311	2,767	(309)	14,584	9,959	4,625
โรงกลั่นน้ำมัน	817	716	101	1,158	(341)	586	3,443	(2,857)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	313	(284)	597	452	(139)	441	2,013	(1,572)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	997	461	536	734	263	2,680	1,485	1,195
ผลิตไฟฟ้า ⁽⁵⁾	434	366	68	404	30	1,819	1,900	(81)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	11	121	(110)	49	(38)	211	385	(174)
ผลิตสารโอเลฟินส์ ⁽⁶⁾	(288)	(86)	(202)	(9)	(279)	5,974	(374)	6,348
ผลิตเอทานอล	(32)	(30)	(2)	(53)	21	(71)	(74)	3
อื่นๆ ⁽⁷⁾	287	978	(691)	128	159	3,289	1,584	1,705

หมายเหตุ (1) บริษัท ไทยพาราโซลีน จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 75 ในบริษัท ลามิกันซ์ จำกัด ซึ่งประกอบธุรกิจผลิตสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

(2) บริษัท ไทยออยล์ โซลเวนท์ จำกัด ถือหุ้นตามสัดส่วนในบริษัท ท็อปเน็กซ์ อินเตอร์เนชันแนล จำกัด (เดิมชื่อบริษัท ท็อป โซลเวนท์ จำกัด) บริษัท คัทลิโซลลิทซ์ จำกัด TOP Solvent (Vietnam) LLC PT Tirta Surya Raya และ JSKEM Private Limited

(3) บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด ถือหุ้นตามสัดส่วนในบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (บันทึกเป็นเงินลงทุนในบริษัทย่อย) และบริษัท อุบล ไปโอ 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 ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) เหลือ 10.0% โดยจัดประเภทใหม่เป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น ในปี 2568 ได้รับเงินปันผลประจำปี 2567 (หักที่จ่ายระหว่างกาล) เป็นจำนวน 127 ล้านบาท เมื่อวันที่ 23 เมษายน 2568 และเงินปันผลระหว่างกาลเป็นจำนวน 141 ล้านบาท เมื่อวันที่ 24 กันยายน 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 เอนเนอร์ยี โซลูชั่นส์ จำกัด และ บริษัท ทอสงปิโตรเลียมไทย จำกัด ตามสัดส่วนการถือหุ้น

2.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

หน่วย: US\$/bbl	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai) ⁽¹⁾	63.8	70.1	(6.3)	73.6	(9.8)	69.4	79.6	(10.2)
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	79.5	80.4	(0.9)	85.0	(5.5)	80.8	93.0	(12.2)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	88.4	86.2	2.2	88.4	-	86.5	95.2	(8.7)
น้ำมันดีเซล (GO)	88.3	88.8	(0.5)	88.7	(0.4)	87.7	96.3	(8.6)
น้ำมันเตา (HSFO)	56.8	64.6	(7.8)	71.3	(14.5)	66.2	74.0	(7.8)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	62.8	70.7	(7.9)	79.6	(16.8)	70.8	84.8	(14.0)
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
Murban ⁽²⁾	2.8	2.3	0.5	1.6	1.2	2.2	1.4	0.8
Arab Light ⁽³⁾	1.8	2.2	(0.4)	1.7	0.1	2.0	2.0	-
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	15.7	10.3	5.4	11.4	4.3	11.3	13.4	(2.1)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	24.6	16.1	8.5	14.8	9.8	17.0	15.6	1.4
น้ำมันดีเซล (GO)	24.5	18.7	5.8	15.1	9.4	18.3	16.7	1.6
น้ำมันเตา (HSFO)	(7.0)	(5.5)	(1.5)	(2.3)	(4.7)	(3.2)	(5.6)	2.4
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	(1.0)	0.6	(1.6)	6.0	(7.0)	1.4	5.2	(3.8)

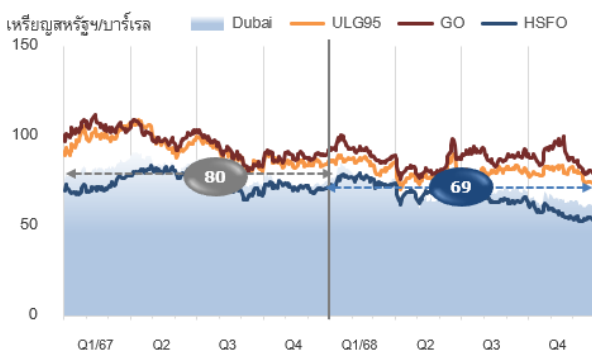
หมายเหตุ ⁽¹⁾ ราคาปิดของน้ำมันดิบดูไบ ณ สิ้น Q4/68 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนธันวาคม 2568 เท่ากับ 62.1 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล, ณ สิ้น Q3/68 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนกันยายน 2568

เท่ากับ 70.0 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล และ ณ สิ้น Q4/67 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนธันวาคม 2567 เท่ากับ 73.2 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล

⁽²⁾ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban (เปรียบเทียบกับราคาตลาด) ตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2564 คัดจากค่าเฉลี่ยของส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban สำหรับส่งมอบเดือน M กับราคาสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบดูไบล่วงหน้าสำหรับเดือน M ที่มีการประกาศในแต่ละวันใน 2 เดือนก่อนหน้า (M-2) ทั้งนี้ เนื่องจากการประกาศโครงสร้างราคาใหม่โดยผู้ผลิต (ADNOC)

⁽³⁾ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เป็นราคาประกาศของผู้ผลิต ซึ่งประกาศส่วนต่างราคา เทียบกับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน

กราฟ 1: ราคาของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป



ราคาน้ำมันดิบในช่วง Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 ตามลำดับ โดยได้รับแรงกดดันหลักจากอุปทานส่วนเกินในตลาด หลังกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) มีมติยกเลิกมาตรการปรับลดกำลังการผลิตเพิ่มเติมอีก 1.65 ล้านบาร์เรลต่อวัน และทยอยปรับเพิ่มกำลังการผลิต 137,000 บาร์เรลต่อวันในช่วงเดือนตุลาคม-ธันวาคม 2568 ส่งผลให้กำลังการผลิตรวมของกลุ่มในปี 2568 เพิ่มขึ้น 2.9 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 2.7 ของอุปทานน้ำมันดิบโลก อีกทั้งสต็อกน้ำมันในปี 2568 ขยายตัวอยู่ที่ 2.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน จากระดับ 0.8

ล้านบาร์เรลต่อวันในปีก่อนหน้า ขณะเดียวกัน ความต้องการใช้น้ำมันลดลงตามภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว โดยเฉพาะในสหรัฐ ซึ่งได้รับผลกระทบจากการปิดหน่วยงานของรัฐบาล (Government Shutdown) นานถึง 43 วัน สร้างความเสียหายต่อเศรษฐกิจโดยรวมอย่างมีนัยสำคัญ ทำให้ธนาคารกลางสหรัฐ (FED) ปรับลดอัตราดอกเบี้ยนโยบายลงมาอยู่ที่ร้อยละ 3.50 - 3.75 เพื่อพยุงภาวะเศรษฐกิจ ขณะที่เศรษฐกิจจีนยังคงเผชิญความท้าทายจากอัตราเงินเฟ้อที่อยู่ในระดับต่ำ สะท้อนกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่อ่อนแอ อย่างไรก็ตาม ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ยังคงกดดันตลาดน้ำมัน โดยเฉพาะความสัมพันธ์ระหว่างสหรัฐ กับเวเนซุเอลาที่ทวีความรุนแรงขึ้น หลังสหรัฐ เพิ่มมาตรการคว่ำบาตรและปิดล้อมเรือบรรทุกน้ำมัน รวมถึงสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังยืดเยื้อ แม้สหรัฐ จะพยายามผลักดันการเจรจาสันติภาพแต่ยังไม่สามารถบรรลุผล ทั้งหมดนี้ส่งผลให้เกิดความกังวลต่อเสถียรภาพของอุปทานน้ำมันในตลาดโลก

ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban เมื่อเทียบกับน้ำมันดิบดูไบในช่วง Q4/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q3/68 และ Q4/67 ตามความต้องการใช้น้ำมันดิบตะวันออกกลางที่สูงขึ้นจากอินเดียและจีน ท่ามกลางความกังวลต่อมาตรการภาษีและการคว่ำบาตรของสหรัฐฯ ต่อการส่งออกน้ำมันดิบรัสเซีย อีกทั้งอุปทาน Murban ตั้งตัวตามการลดการส่งออกของ Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC) เพื่อจัดสรรน้ำมันให้โรงกลั่น Ruwais ซึ่งเป็นโรงกลั่นขนาดใหญ่ของ ADNOC อย่างไรก็ดี การปรับเพิ่มของส่วนต่างราคาถูกจำกัดโดยแผนการเพิ่มกำลังการผลิตของ OPEC+ รวมถึงการไหลเข้าสู่ตลาดของน้ำมันดิบจากฝั่งตะวันตกที่มากขึ้นในช่วงการหยุดซ่อมบำรุงโรงกลั่นในสหรัฐฯ และยุโรป ขณะที่ใน Q3/68 ส่วนต่างราคาถูกกดดันจากอุปสงค์โลกที่ชะลอตัวภายใต้บรรยากาศทางการค้าที่ไม่แน่นอน และแผนเพิ่มกำลังผลิตของ OPEC+ ส่วนใน Q4/67 ก็ถูกกดดันจากอุปสงค์จีนที่อ่อนตัว การเพิ่มกำลังผลิตของ OPEC+ และอุปทานจากฝั่งตะวันตกที่เพิ่มขึ้น ทำให้ส่วนต่างราคาต่ำกว่า Q4/68 ในภาพรวมปี 2568 ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban เมื่อเทียบกับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจากปี 2567 เนื่องจาก ADNOC ลดการส่งออก Murban เพื่อจัดสรรให้โรงกลั่น Ruwais ใช้แทนน้ำมันดิบ Upper Zakum ตามกลยุทธ์การตลาดใหม่ และการปรับปรุงประสิทธิภาพโรงกลั่น นอกจากนี้ ความเสี่ยงด้านอุปทานจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ-รัสเซีย และอิหร่าน-อิสราเอล รวมถึงมาตรการภาษีและคว่ำบาตรที่เข้มงวดขึ้นของสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปต่อผู้ซื้อน้ำมันจากรัสเซีย ยังเป็นปัจจัยที่เพิ่มความกังวลต่ออุปทานโลก ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยน้ำมันดิบดูไบและโอมานใน Q4/68 ปรับลดลงจาก Q3/68 ตามอุปทานน้ำมันดิบ Medium Sour ที่เพิ่มขึ้นอย่างมากจาก OPEC+ รวมถึงการส่งออกน้ำมันดิบ Upper Zakum ของ ADNOC ที่เพิ่มขึ้น หลังมีการปรับเปลี่ยนโครงสร้างการกลั่น ขณะเดียวกันส่วนต่างราคา Brent-Dubai ที่อ่อนตัวลงยังเอื้อต่อการนำเข้าน้ำมันดิบจากฝั่งตะวันตกเข้าสู่เอเชียมากขึ้น เมื่อเทียบกับ Q4/67 ส่วนต่างราคาปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากแรงหนุนด้านภูมิรัฐศาสตร์และความเสี่ยงต่อการหยุดชะงักของอุปทาน สำหรับปี 2568 ตลาดน้ำมันดิบ Medium Sour ยังคงเผชิญแรงกดดันจากอุปทานที่เพิ่มขึ้นตามแผนเพิ่มกำลังผลิตของ OPEC+ อย่างไรก็ดี ราคาได้รับแรงพยุงจากความไม่แน่นอนด้านอุปทานและอุปสงค์จากจีนที่ยังอ่อนแอแม้มีมาตรการกระตุ้น ส่งผลให้ราคาทรงตัวเมื่อเทียบกับปี 2567

ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบใน Q4/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/68 และ Q4/67 จากอุปทานที่ตั้งตัวตามการส่งออกน้ำมันเบนซินของจีนที่ลดลง และความต้องการในเอเชียที่เพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในอินโดนีเซีย อย่างไรก็ดี ในปี 2568 ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินปรับลดลงจากปี 2567 ตามความต้องการในจีนที่ปรับลดลงหลังแตะระดับสูงสุดในปี 2567 และจากยอดขายรถยนต์ไฟฟ้าที่เติบโตร้อยละ 17 ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบใน Q4/68 ปรับเพิ่มขึ้นจาก Q3/68 และ Q4/67 หลังอุปทานจากรัสเซียตั้งตัวจากการโจมตีโรงกลั่นด้วยขีปนาวุธจากยูเครน ขณะที่รัสเซียประกาศระงับการส่งออกดีเซลบางส่วนตั้งแต่เดือนสิงหาคม 2568 ถึงกุมภาพันธ์ 2569 นอกจากนี้ ความต้องการใช้น้ำมันดีเซลเพื่อทำความร้อนในสหรัฐฯ และยุโรปยังปรับเพิ่มขึ้นในช่วงฤดูหนาวเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า สำหรับปี 2568 ส่วนต่างราคาปรับเพิ่มขึ้นจากการลดลงของอุปทานและการส่งออกดีเซลของรัสเซีย อันเป็นผลจากความเสียหายของโรงกลั่นและมาตรการคว่ำบาตรของสหรัฐฯ ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดกับน้ำมันดิบดูไบใน Q4/68 ปรับเพิ่มขึ้นจาก Q3/68 และ Q4/67 ตามความต้องการทำความร้อนในญี่ปุ่นที่เพิ่มขึ้น และการปิดซ่อมบำรุงโรงกลั่นในรัฐแคลิฟอร์เนียจากเหตุเพลิงไหม้ ทำให้อุปทานตั้งตัวมากขึ้น สำหรับปี 2568 ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2567 ตามอุปสงค์จากการเดินทางทางอากาศทั่วโลกที่คาดว่าจะขยายตัวราวร้อยละ 3.7 ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับน้ำมันดิบดูไบใน Q4/68 ปรับลดลงจาก Q3/68 และ Q4/67 ตามอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากการขยายกำลังผลิตของ OPEC+ ทำให้อุปทานน้ำมันเตากำมะถันสูงถูกกดดันจากอุปทานน้ำมันดิบเกรดกลางและหนักที่เข้าสู่ตลาดมากขึ้น ขณะเดียวกัน ความต้องการใช้น้ำมันทำความร้อนตามฤดูกาลในตะวันออกกลางได้สิ้นสุดลง สำหรับปี 2568 ส่วนต่างราคาปรับเพิ่มขึ้นจากระดับสต็อกน้ำมันเตาทั่วโลกที่ต่ำกว่าปี 2567 ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบใน Q4/68 ปรับลดลงจาก Q3/68 และ Q4/67 จากระดับการผลิตของหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินในโรงกลั่นขนาดใหญ่ของไนจีเรียที่ยังต่ำ และการปิดซ่อมบำรุงในเดือนธันวาคม 2568 ทำให้อุปทานน้ำมันเตากำมะถันต่ำออกสู่ตลาดมากขึ้น สำหรับปี 2568 ส่วนต่างราคาปรับตัวลดลงจากมาตรการของ International Maritime Organization (IMO) ที่กำหนดให้เชื้อเพลิงเรือในทะเลเมดิเตอร์เรเนียนต้องมีปริมาณกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.1 มีผลตั้งแต่วันที่ 1 พฤษภาคม 2568 ส่งผลให้อุปสงค์น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (ที่มีปริมาณกำมะถันไม่เกินร้อยละ 0.5) ลดลง เนื่องจากมีระดับกำมะถันสูงกว่ามาตรฐาน และทำให้ตลาดหันกลับไปใช้น้ำมันเตากำมะถันสูงรวมกับการติดตั้ง Scrubber

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น ⁽¹⁾ (%)	114%	82%	32%	113%	1%	106%	111%	(5%)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	313	227	86	311	2	290	304	(14)
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US\$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	9.4	3.5	5.9	5.1	4.3	5.5	5.3	0.2
: รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	5.6	5.8	(0.2)	3.0	2.6	4.1	3.8	0.3

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

Q4/68 โรงกลั่นไทยออยล์กลับมาเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิต โดยมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่น (ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน) ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA ดีขึ้น แม้ว่าราคาน้ำมันดิบดูไบที่ลดลงทำให้เกิดผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน แต่โดยรวมโรงกลั่นสามารถรับรู้กำไรสุทธิเพิ่มขึ้นในไตรมาสนี้

2568 เทียบกับ 2567 โรงกลั่นแม้ว่าจะมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อย แต่จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนใน Q3/68 ทำให้ EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นร้อยละ 114 ปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากในช่วงเดือนกรกฎาคม 2568 – สิงหาคม 2568 โรงกลั่นมีการหยุดการเดินเครื่องหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (CDU-3) และหน่วยผลิตหลักอื่นๆ เพื่อตรวจสอบบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 113,736 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32,696 ล้านบาท ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 87 Indochina ร้อยละ 5 และส่งออกร้อยละ 8 และมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน 9.4 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 5.9 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ขณะที่ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มีขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 3.7 เหรียญสหรัฐ ต่อบาร์เรล หรือ 3,461 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต็อกน้ำมัน 1,508 ล้านบาทใน Q3/68 ส่งผลโรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 2,962 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 817 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน (หากรวมเงินปันผลรับใน Q4/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 1,644 ล้านบาท)

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นเล็กน้อย ขณะที่ราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 4,119 ล้านบาท ประกอบกับราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลง ทำให้มีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 3,461 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 1,451 ล้านบาท จาก Q4/67 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA ลดลง 961 ล้านบาท และกำไรสุทธิลดลง 341 ล้านบาท

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลงร้อยละ 5 ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับลดลง ทำให้มีรายได้จากการขาย 412,853 ล้านบาท ลดลง 73,757 ล้านบาท ขณะที่กำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน 5.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเพิ่มขึ้นเล็กน้อยจากปีก่อน สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตากับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น และมีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 5,043 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 8,357 ล้านบาท ลดลง 3,875 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นมีรับรู้กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 536 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นมีกำไรสุทธิ 586 ล้านบาท ลดลง 2,857 ล้านบาทจากปี 2567 (หากรวมเงินปันผลรับในปี 2568 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 9,614 ล้านบาท)

2.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

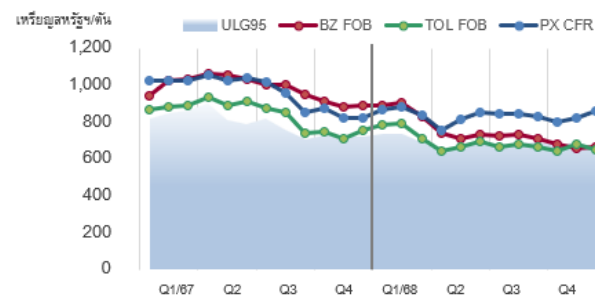
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US\$/Ton	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
พาราไซลีน (PX) ⁽¹⁾	829	839	(10)	839	(10)	834	962	(128)
เบนซีน (BZ) ⁽²⁾	666	725	(59)	897	(231)	748	984	(236)
โทลูอีน (TL) ⁽²⁾	657	670	(13)	738	(81)	689	840	(151)
ส่วนต่างราคา ULG95	Q4/68	Q3/68	+ / (-)	Q4/67	+ / (-)	2568	2567	+ / (-)
พาราไซลีน (PX)	153	156	(3)	117	36	148	171	(23)
เบนซีน (BZ)	(10)	42	(52)	175	(185)	62	193	(131)
โทลูอีน (TL)	(19)	(14)	(5)	16	(35)	2	49	(47)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 ตามลำดับ สอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบและสารตั้งต้นที่อ่อนตัว จากความผันผวนด้านพลังงานและความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ที่ทวีความตึงเครียดมากขึ้น รวมถึงเศรษฐกิจจีนและสหรัฐฯ ที่ยังไม่ฟื้นตัวชัดเจน สะท้อนผ่านดัชนีผู้บริโภคที่ยังอยู่ในระดับต่ำ ด้านส่วนต่างราคาพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 และปี 2567 ตามลำดับ ตามความต้องการใช้เพื่อผลิตเส้นใยสังเคราะห์

ที่ชะลอตัวและยอดค้าปลีกสิ่งทอของจีนที่ยังไม่ฟื้นตัว อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาพาราไซลีนใน Q4/68 ปรับดีขึ้นจาก Q4/67 จากความต้องการสารพาราไซลีนที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูหนาวและก่อนเทศกาลปีใหม่ ประกอบกับการหยุดเดินเครื่องของโรงงานพาราไซลีนในเกาหลีใต้เนื่องจากไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ส่งผลให้อุปทานในตลาดลดลง

ราคาสารเบนซีนใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 ตามราคาน้ำมันดิบและสารตั้งต้นที่ชะลอตัวจากความผันผวนด้านพลังงานและความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ ราคายังถูกกดดันเพิ่มเติมจากความต้องการใช้สารเบนซีนที่ชะลอตัว เนื่องจากการแข่งขันที่รุนแรงและภาวะอุปทานล้นตลาดของธุรกิจปลายน้ำ โดยเฉพาะอุตสาหกรรมสไตรีนมอนอเมอร์ ด้านส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 ตามลำดับ จากความต้องการใช้สารเบนซีนที่ยังอยู่ในกรอบจำกัด เนื่องจากผลกำไรของอุตสาหกรรมสไตรีนมอนอเมอร์อยู่ในระดับต่ำ ประกอบกับระดับสารเบนซีนคงคลังของจีนที่อยู่ในระดับสูงและเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตลอดไตรมาส สะท้อนอุปสงค์ที่ยังคงอ่อนแอ

ราคาสารโทลูอีนใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 สอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบและสารตั้งต้นที่ปรับตัวลงจากความผันผวนด้านพลังงานและความไม่แน่นอนทางภูมิรัฐศาสตร์ แม้ตลาดจะได้รับแรงหนุนบางส่วนจากความต้องการใช้โทลูอีนเป็นส่วนผสมสำหรับผลิตน้ำมันเบนซินเพิ่มเติมก็ตาม ด้านส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q4/68 และปี 2568 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68, Q4/67 และปี 2567 ตามอุปทานโทลูอีนที่เข้าสู่ตลาดมากขึ้น หลังการกลับมาเดินเครื่องของหน่วยผลิตอะโรเมติกส์ (Transalkylation Unit) จากโรงงานผู้ผลิตโทลูอีนในจีน

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q4/68	Q3/68	+/(−)	Q4/67	+/(−)	2568	2567	+/(−)
อัตราการผลิตรูเมติกส์ ⁽¹⁾ (%)	76%	39%	37%	80%	(4%)	67%	80%	(13%)
ปริมาณผลิตรูเมติกส์ (พันตัน)	162	82	80	169	(7)	563	669	(106)
Product-to-feed Margin ⁽²⁾ (US\$/Ton)	51	20	31	54	(3)	45	67	(22)

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

Q4/68 TPX มีอัตราการผลิตรูเมติกส์เพิ่มขึ้นจากการกลับมาเดินเครื่องตามปกติ และมี Product-to-feed Margin ปรับตัวดีขึ้น รวมทั้งมีรายได้เงินปันผลจาก LABIX ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

ปี 2568 เทียบกับปี 2567 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงตามส่วนต่างราคาสารรูเมติกส์กับน้ำมันเบนซีน 95 ที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ EBITDA และกำไรลดลง

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด (TPX) มีอัตราการผลิตรูเมติกส์อยู่ที่ร้อยละ 76 ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจากการกลับมาเดินเครื่องตามปกติหลังจากมีการหยุดเดินเครื่องหน่วยผลิตหลักเพื่อซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ใน Q3/68 โดย TPX มีรายได้จากการขาย 10,668 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 4,981 ล้านบาท จากปริมาณการขายที่สูงขึ้น ด้านส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักพาราไซลีน เบนซีน โทลูอีน และมิทซ์ไซลีนกับน้ำมันเบนซีน 95 ลดลงเมื่อเทียบกับไตรมาสก่อน อย่างไรก็ตาม จากการ Optimization ที่มีประสิทธิภาพมากขึ้นหลังจากการปิดซ่อมบำรุงใน Q3/68 ร่วมกับอัตรากำไรของผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Product) ที่ดีขึ้น ส่งผลให้ Product-to-feed Margin 51 เหรียญสหรัฐ/ตัน เพิ่มขึ้น 31 เหรียญสหรัฐ และมี EBITDA 359 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 524 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 157 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 462 ล้านบาท

(หากรวมเงินปันผลรับใน Q4/68 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 227 ล้านบาท ส่งผลให้ TPX มีกำไรสุทธิ 383 ล้านบาท)

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 TPX มีอัตราการผลิตรูเมติกส์ลดลง และมีรายได้จากการขายลดลง 1,878 ล้านบาท สาเหตุหลักจากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ที่ลดลง ด้านส่วนต่างราคาสารเบนซีน สารมิทซ์ไซลีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซีน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin ลดลง 3 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน และ EBITDA ลดลง 178 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 157 ล้านบาท ลดลง 190 ล้านบาท

(หากรวมเงินปันผลรับใน Q4/68 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 227 ล้านบาท ส่งผลให้ TPX มีกำไรสุทธิ 383 ล้านบาท)

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 TPX มีรายได้จากการขาย 38,753 ล้านบาท ลดลง 17,696 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ลดลงจากการปิดซ่อมบำรุง รวมทั้งส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน สารมิทซ์ไซลีน และสารโทลูอีน กับน้ำมันเบนซีน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin ลดลง 22 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน และมี EBITDA 828 ล้านบาท ลดลง 2,111 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 79 ล้านบาท ลดลง 1,690 ล้านบาท

(หากรวมรายได้จากเงินปันผลจาก LABIX จำนวน 227 ล้านบาท ส่งผลให้ TPX มีกำไรสุทธิ 306 ล้านบาท)

ใน Q4/68 กลุ่มธุรกิจผลิตรูเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 16,426 ล้านบาท EBITDA 837 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 313 ล้านบาท ขณะที่ปี 2568 กลุ่มธุรกิจผลิต

สารอะโรเมติกส์มีรายได้จากการขายรวม 58,754 ล้านบาท EBITDA 2,271 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 441 ล้านบาท

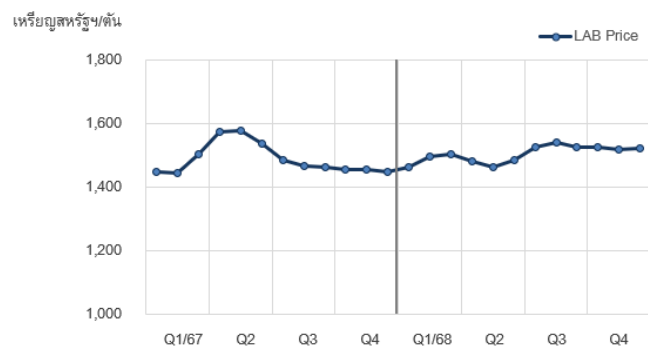
2.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

หน่วย: US\$/Ton	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
Linear Alkyl Benzene (LAB) ⁽¹⁾	1,522	1,530	(8)	1,453	69	1,504	1,491	13

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด



ราคาสาร LAB ใน Q4/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 ตามราคาวัตถุดิบหลักทั้งน้ำมันอากาศยาน และสารเบนซินที่ลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ขณะเดียวกันตลาดยังถูกกดดันจากอุปทานในภูมิภาคที่เพิ่มขึ้น จากกำลังการผลิตใหม่ในจีนที่เริ่มดำเนินการตั้งแต่เดือนตุลาคม 2568 รวมถึงอุปสงค์ในอินเดียและเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่ชะลอตัวตามพฤติกรรมการใช้ยาทำความสะอาดที่ลดลงในช่วงฤดูหนาว อย่างไรก็ตาม ตลาดได้รับแรงหนุนบางส่วนจากภาวะตึงตัวของสารตั้งต้น n-Paraffins ในภูมิภาค ส่งผลให้อุปทานใหม่ในช่วง Q4/68 ออกสู่ตลาด

ในระดับต่ำกว่าที่คาดการณ์ เนื่องจากผู้ผลิตไม่สามารถเดินเครื่องได้เต็มกำลัง

ขณะที่ราคา LAB ใน Q4/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/67 และราคาเฉลี่ยทั้งปี 2568 ก็ปรับเพิ่มขึ้นจากปีก่อนหน้าเช่นกัน โดยได้รับแรงหนุนจากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงงานผลิต LAB ในภูมิภาค ซึ่งมีจำนวนมากกว่าที่ตลาดคาดการณ์ไว้ อีกทั้งตลาด LAB ในปี 2568 ยังเผชิญภาวะตึงตัวของสารตั้งต้น n-Paraffins ส่งผลให้ราคา LAB ทรงตัวในระดับสูงได้ นอกจากนี้ การเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมผู้บริโภคในกลุ่มสินค้าอุปโภคบริโภค (FMCG) จากแนวโน้ม “ซื้อน้อยแต่บ่อย” (Low Volume, High Frequency) ในปี 2567 มาเป็นการซื้อในปริมาณที่เหมาะสมและให้ความสำคัญกับคุณค่าของสินค้าในปี 2568 ยังเป็นปัจจัยเชิงโครงสร้างที่ช่วยพยุงอุปสงค์ของสาร LAB ในปีนี้อีกด้วย

ที่มา: Kantar Worldpanel (FMCG Monitor Thailand) และ NielsenIQ (Consumer Outlook) ปี 2568

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB ⁽¹⁾ (%)	126%	67%	59%	126%	-	110%	124%	(14%)
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	38	20	18	38	-	133	149	(16)

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

Q4/68 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายปรับเพิ่มขึ้นหลังสิ้นสุดการหยุดซ่อมบำรุง ประกอบกับอัตรากำไรขั้นต้นที่ดีขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 บริษัท ลาบี็กซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตอยู่ที่ร้อยละ 126 ปรับเพิ่มขึ้นหลังจากสิ้นสุดการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ใน Q3/68 ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 6,035 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,312 ล้านบาท ประกอบกับอัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB มีการปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ LABIX รายงาน EBITDA 478 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 242 ล้านบาท แม้ว่า LABIX จะมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 14 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 6 ล้านบาทใน Q3/68 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 209 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 181 ล้านบาท

2568 เทียบกับ 2567 อัตรา
กำไรขั้นต้นที่ปรับตัวขึ้น
ส่งผลให้กำไรสุทธิของ
LABIX เพิ่มขึ้น

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB ใกล้เคียงกัน ขณะที่รายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 220 ล้านบาท จากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้น เนื่องจากหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงผลิตในภูมิภาค รวมทั้งด้านอัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB มีการปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 172 ล้านบาท แม้ว่าใน Q4/68 LABIX มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 14 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 86 ล้านบาทใน Q4/67 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 68 ล้านบาท

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 LABIX มีอัตราการผลิต ปริมาณการขาย และราคาขายสาร LAB ลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขายอยู่ที่ 21,143 ล้านบาท ลดลง 4,694 ล้านบาท ขณะที่อัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB ปรับเพิ่มขึ้น ทำให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 223 ล้านบาท แม้ว่า 2568 LABIX มีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 34 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 7 ล้านบาทใน 2567 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 482 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 157 ล้านบาท

2.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

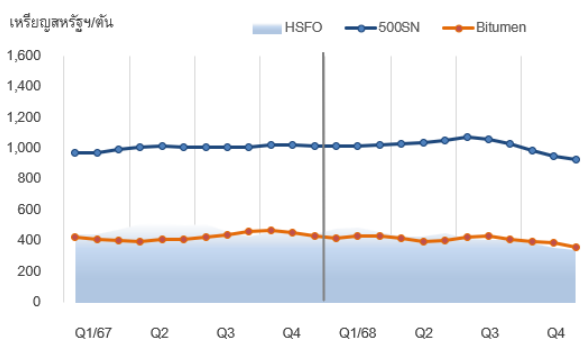
ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US\$/Ton	Q4/68	Q3/68	+(-)	Q4/67	+(-)	2568	2567	+(-)
500SN ⁽¹⁾	956	1,057	(101)	1,021	(65)	1,019	1,006	13
Bitumen ⁽²⁾	382	424	(42)	449	(67)	410	428	(18)
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	Q4/68	Q3/68	+(-)	Q4/67	+(-)	2568	2567	+(-)
500SN	596	647	(51)	568	28	598	536	62
Bitumen	22	14	8	(3)	25	(10)	(42)	32

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

(2) ราคา Bitumen อ้างอิงราคา FOB Singapore

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคาขายมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN ใน Q4/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 และ Q4/67 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเทียบกับน้ำมันเตาใน Q4/68 ที่ปรับลดลงจาก Q3/68 ตามอุปทานที่เพิ่มขึ้น หลังโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 กลับมาเดินเครื่องตามปกติหลังการปิดซ่อมบำรุง ขณะเดียวกันตลาดยังได้รับแรงกดดันจากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 จากโรงงานในสิงคโปร์ที่เริ่มกลับมาดำเนินการใน Q4/68 อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเทียบกับน้ำมันเตาใน Q4/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/67 จากแรงหนุนของราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลง นอกจากนี้

ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN ในปี 2568 ก็ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าเช่นกัน หลังโรงกลั่นน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 ในอินเดียและสิงคโปร์ เริ่มเปิดดำเนินการซ้ำกว่าที่ตลาดคาดการณ์

ราคาขายมะตอยใน Q4/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 และ Q4/67 และราคาในปี 2568 ก็ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าเช่นกัน ตามอุปสงค์ในจีนและอินเดียที่ยังไม่ฟื้นตัว จากการปรับนโยบายการคลังของทั้งสองประเทศที่ลดการลงทุนด้านโครงสร้างพื้นฐาน อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาขายมะตอยเทียบกับน้ำมันเตาปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/68 และ Q4/67 จากแรงหนุนของราคาน้ำมันเตาที่ลดลง

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q4/68	Q3/68	+/(−)	Q4/67	+/(−)	2568	2567	+/(−)
อัตราการผลิต Base Oil ⁽¹⁾ (%)	90%	54%	36%	83%	8%	76%	80%	(4%)
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	61	36	25	56	5	202	215	(12)
Product-to-feed Margin ⁽²⁾ (US\$/Ton)	162	171	(9)	139	23	145	97	48

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

(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์อาหารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

Q4/68 TLB มีกำลังการผลิตและปริมาณการขายเพิ่มขึ้นจากการกลับมาดำเนินการหลังปิดซ่อมบำรุงใน Q3/68 ส่งผลให้ EBITDA และกำไรปรับตัวเพิ่มขึ้น

2568 เทียบกับ 2567 ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักกับน้ำมันเตาปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้ Product to feed Margin EBITDA และกำไรเพิ่มขึ้น

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 บริษัท ไทยลูปเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิตและมีรายได้จากการขายที่เพิ่มขึ้นหลังจากสิ้นสุดการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ใน Q3/68 แม้ว่ามี Product-to-feed Margin ที่ลดลง 9 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน เทียบกับ Q3/68 เนื่องจากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาที่ลดลงอย่างมีนัยสำคัญ แต่จากกำลังการผลิตและปริมาณขายที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 676 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 536 ล้านบาท

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 TLB แม้มีรายได้จากการขายที่ลดลง 297 ล้านบาท ขณะที่ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักกับน้ำมันเตาปรับตัวสูงขึ้น ทำให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 23 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 353 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 263 ล้านบาท

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 TLB มีรายได้จากการขายลดลง 3,684 ล้านบาท จากผลกระทบของการปิดซ่อมบำรุงใหญ่ อย่างไรก็ตาม จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 48 เหรียญสหรัฐ ต่อตัน ส่งผลให้ TLB มี EBITDA 3,598 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,521 ล้านบาท และกำไรสุทธิ 2,680 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,195 ล้านบาท

2.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

TOP SPP	Q4/68	Q3/68	+/(−)	Q4/67	+/(−)	2568	2567	+/(−)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	556	468	88	544	12	2,125	2,178	(53)
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (พันตัน)	880	717	163	849	31	3,318	3,475	(157)

Q4/68 TOP SPP มีรายได้เพิ่มขึ้นจากปริมาณจำหน่ายที่กลับสู่ระดับปกติ และราคาขายเฉลี่ยที่ลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 2,695 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 400 ล้านบาท เนื่องจากไม่มีการปิดซ่อมบำรุงเช่นใน Q3/68 ทำให้ปริมาณจำหน่ายทั้งไฟฟ้าและไอน้ำกลับสู่ภาวะปกติ ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ จากปริมาณความต้องการ LNG ในตลาดที่ปรับลดลง เนื่องจากปริมาณสต็อกยังอยู่ในระดับสูงในหลายประเทศ ส่งผลให้มี EBITDA 737 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 197 ล้านบาท มีกำไรสุทธิ 434 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 209 ล้านบาท และไม่มีเงินปันผลرباحจากบริษัท โกลบอลเพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในไตรมาสนี้

EBITDA และ กำไรสุทธิ เพิ่มขึ้น

สำหรับปี 2568 TOP SPP มีรายได้ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลง และปริมาณจำหน่ายลดลง ทำให้มีกำไรสุทธิลดลง ในขณะที่รับรู้ปันผลจาก GPSC เพิ่มขึ้น

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 TOP SPP มีรายได้จากการขายลดลง 100 ล้านบาท ตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับลดลง แม้ว่าปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามความต้องการของลูกค้า อย่างไรก็ตามจากต้นทุนผลิตน้ำที่ปรับลดลง ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 1 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 30 ล้านบาท

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 TOP SPP มีรายได้จากการขาย 10,968 ล้านบาท ลดลง 858 ล้านบาท จากราคาขายเฉลี่ยลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ ประกอบกับปริมาณจำหน่ายลดลงตามความต้องการของลูกค้า TOP SPP มี EBITDA 2,878 ล้านบาท ลดลง 130 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 1,551 ล้านบาท ลดลง 98 ล้านบาท นอกจากนี้ทางกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของ บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 10.0 ส่งผลให้รับรู้ปันผลรับ 268 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17 ล้านบาท

2.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเวนท์

	Q4/68	Q3/68	+/(-)	Q4/67	+/(-)	2568	2567	+/(-)
อัตราการผลิตสารทำละลาย ⁽¹⁾ (%)	80%	87%	(7%)	87%	(7%)	89%	92%	(3%)
ปริมาณผลิตสารทำละลาย ⁽¹⁾ (พันตัน)	43	47	(4)	47	(4)	191	196	(5)
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	153	139	14	148	5	577	577	-

หมายเหตุ (1) ผลิตสารทำละลายโดยบริษัท สักดิ์ชัยสิทธิ์ จำกัด (บริษัท ท็อปเน็กซ์ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (เดิมชื่อบริษัท ท็อป โซลเวนท์ จำกัด) ถือหุ้นร้อยละ 80.52)

(2) วันที่ 1 กรกฎาคม 2568 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ได้ปรับเพิ่มสัดส่วนการถือหุ้นในบริษัท JSKem Pte. Ltd. จากเดิมร้อยละ 60 เป็นร้อยละ 80

Q4/68 กลุ่มธุรกิจมีปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้น ขณะที่ราคาขายเฉลี่ยจะปรับลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ และมีค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารสูงขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และ กำไรสุทธิปรับตัวลดลง

2568 เทียบกับ 2567 ราคาขายเฉลี่ยของกลุ่มธุรกิจปรับลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ขณะที่ค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA ลดลง อีกทั้งมีขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น ทำให้กำไรสุทธิปรับลดลง

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตสารทำละลายอยู่ที่ร้อยละ 80 ลดลงร้อยละ 7 แต่อย่างไรก็ตามจากปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน ขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 4,019 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 195 ล้านบาท ขณะที่กลุ่มธุรกิจมี EBITDA 131 ล้านบาท ลดลง 123 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น อีกทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 35 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 1 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 11 ล้านบาท ลดลง 110 ล้านบาท จากไตรมาสก่อน

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายลดลงร้อยละ 7 แต่ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้นเล็กน้อย จากอุปสงค์ที่เติบโตในเวียดนาม ด้านราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 520 ล้านบาท และมี EBITDA ลดลง 36 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารเพิ่มขึ้น รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 45 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิลดลง 38 ล้านบาท

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารละลายร้อยละ 89 มีปริมาณจำหน่ายใกล้เคียงกับปีที่แล้ว และมีราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 16,191 ล้านบาท ลดลง 3,533 ล้านบาท และมี EBITDA 771 ล้านบาท ลดลง 148 ล้านบาท ตามอัตรากำไร

ขั้นต้นที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 175 ล้านบาท
ขาดทุนเพิ่มขึ้น 147 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 211 ล้านบาท ลดลง 174 ล้านบาท

2.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์

	Q4/68	Q3/68	+/(−)	Q4/67	+/(−)	2568	2567	+/(−)
HDPE – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	308	332	(24)	316	(8)	331	339	(8)
LLDPE – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	301	351	(50)	347	(46)	350	352	(2)
PP – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	260	298	(38)	328	(68)	309	324	(15)

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

Q4/68 จากส่วนต่างราคา
ผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัว
ต่อเนื่อง เนื่องจากอุปทาน
เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TII มียอด
ขาดทุนสุทธิเพิ่มขึ้น

2568 เทียบกับ 2567 ผล
ประกอบการของ TII ปรับตัว
ดีขึ้น จากการรับรู้กำไรพิเศษ
ที่เกิดจากการที่ CAP เข้าซื้อ
ธุรกิจในสิงคโปร์

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 ราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ยังถูกกดดัน จากแนวโน้มตลาดที่ยังเป็นทิศทางขาลง
เนื่องจากอุปทานเพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตใหม่ที่มาจากจีน ในขณะที่อุปสงค์ไม่มีสัญญาณการปรับตัวที่ดีขึ้น
อย่างมีนัยสำคัญ แม้เป็นช่วงที่มีความต้องการสูงสุดตามปกติในช่วงเทศกาลเฉลิมฉลองครั้งใหญ่ส่งท้ายปีก็ตาม
ส่งผลให้ใน Q4/68 ส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) ส่วนต่างราคา
เม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นต่ำเชิงเส้น (LLDPE) และส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติก
โพลีโพรพิลีน (PP) เทียบกับแนฟทาปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนใน CAP เพิ่มขึ้น และมี
ขาดทุนสุทธิ 288 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 202 ล้านบาทเมื่อเทียบกับ Q3/68

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 จากอุปทานที่เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตใหม่ยังคงส่งผลกระทบต่อส่วนต่างราคา
ผลิตภัณฑ์ โดยเฉพาะราคาส่วนต่างเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PP) กับแนฟทา ส่งผลให้ TII มีขาดทุนสุทธิ

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 TII มีกำไรสุทธิ 5,974 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 374 ล้านบาทในปี 2567 สาเหตุ
หลักจาก CAP รับรู้กำไรพิเศษจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในประเทศสิงคโปร์

2.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตราค่าลังการผลิตของ TET

	Q4/68	Q3/68	+/(−)	Q4/67	+/(−)	2568	2567	+/(−)
อัตราการผลิตเอทานอล								
- ทรัพย์สินที่	45%	58%	(13%)	97%	(52%)	59%	90%	(31%)

Q4/68 TET มีรายได้จากการ
ขายและปริมาณจำหน่าย
เอทานอลเพิ่มขึ้น ขณะที่
ต้นทุนผลิตปรับตัวลดลง อย่างไร
ก็ตาม จากการกลับรายการ

Q4/68 vs Q3/68 (QoQ)

Q4/68 เทียบกับ Q3/68 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์สิน
ที่จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) 287 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 58 ล้านบาท จากราคาจำหน่ายและปริมาณการ
ขายเอทานอลปรับตัวเพิ่มขึ้น อีกทั้งต้นทุนการผลิตปรับตัวลดลง ทำให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น ในขณะที่
ที่มีผลขาดทุน EBITDA 15 ล้านบาท ใกล้เคียงกับ Q3/68 เนื่องจากการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือปรับ
ลดลง โดย TET มีขาดทุนสุทธิ 32 ล้านบาท มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้น 2 ล้านบาทจากใน Q3/68

มูลค่าสินค้าคงเหลือปรับ
ลดลง ส่งผลให้รับรู้ผลขาดทุน
สุทธิ

2568 เทียบกับ 2567 TET มี
รายได้ลดลง จากราคาขาย
และปริมาณการขาย
เอทานอลที่ลดลง แต่
เนื่องจากค่าเสื่อมราคาและ
ค่าใช้จ่ายทางการเงินปรับ
ลดลง ส่งผลให้มีผลขาดทุน
สุทธิลดลง

Q4/68 vs Q4/67 (YoY)

Q4/68 เทียบกับ Q4/67 TET รับรู้รายได้การขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด ลดลง 60 ล้านบาท เนื่องจาก
ราคาจำหน่ายและปริมาณการขายเอทานอลปรับลดลง อย่างไรก็ตามเนื่องจากต้นทุนในการผลิตปรับตัวลดลง
ตามราคามันสำปะหลัง ทำให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นเพิ่มขึ้น และมี EBITDA เพิ่มขึ้น 49 ล้านบาท ส่งผลให้
TET มีผลขาดทุนลดลง 21 ล้านบาทจาก Q4/67

2568 vs 2567 (YoY)

2568 เทียบกับ 2567 TET มีรายได้รวม 1,050 ล้านบาท ลดลง 631 ล้านบาท จากราคาจำหน่ายและปริมาณ
การขายเอทานอลลดลง เนื่องจากภาวะกำลังการผลิตล้นตลาด อันเป็นผลจากอุปสงค์แก๊สโซฮอล์ E20 ปรับ
ลดลง ทำให้ TET มี EBITDA 24 ล้านบาท ลดลง 7 ล้านบาท ขณะที่ค่าเสื่อมราคาและค่าใช้จ่ายทางการเงินที่
ปรับลดลง ส่งผลทำให้มีผลขาดทุนสุทธิ 71 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 3 ล้านบาทจากปี 2567

3. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

3.1 งบแสดงฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: งบแสดงฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 31 ธันวาคม 2568	ณ 31 ธันวาคม 2567	+/(-)	+/(-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	68,601	39,738	28,863	73%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	61,698	72,484	(10,786)	(15%)
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	296,985	296,789	196	-
รวมสินทรัพย์	427,284	409,010	18,273	4%
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน ⁽¹⁾	89,213	62,487	26,727	43%
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) ⁽²⁾	113,157	152,073	(38,916)	(26%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	31,882	28,266	3,616	13%
รวมหนี้สิน	234,252	242,826	(8,573)	(4%)
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ส่วนของบริษัทใหญ่	171,953	163,446	8,506	5%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	21,079	2,739	18,340	670%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	193,032	166,185	26,847	16%
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	427,284	409,010	18,273	4%

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

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 427,284 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 จำนวน 18,273 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจาก

- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้น 28,863 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากกระแสเงินสดสุทธิจากการดำเนินงานที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับเงินสดสุทธิที่ได้จากกิจกรรมการลงทุน ซึ่งเป็นผลมาจากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) ซึ่งได้นำมาหักออกจากมูลค่างานระหว่างก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) ขณะที่กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดจ่ายสุทธิในกิจกรรมจัดหาเงิน จากการชำระคืนเงินกู้ยืมระยะยาวก่อนกำหนด การไถ่ถอนหุ้นกู้ และการจ่ายเงินปันผล แม้ว่าจะมีเงินสดรับจากโครงการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (Asset Monetization) ที่เกี่ยวข้องกับทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนของกลุ่มไทยออยล์
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลง 10,786 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากสินค้าคงเหลือลดลง 8,473 ล้านบาท ตามปริมาณน้ำมันดิบคงเหลือที่ปรับลดลง ประกอบกับราคาน้ำมันดิบและราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับตัวลดลง รวมทั้งผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่แข็งค่าขึ้น รวมทั้งลูกหนี้การค้าลดลง 3,913 ล้านบาท สาเหตุจากราคาสินค้าเฉลี่ยที่ปรับลดลงและอัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยที่แข็งค่าขึ้น
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้น 196 ล้านบาท จากเงินลงทุนในบริษัทรวมเพิ่มขึ้น 3,438 ล้านบาท สาเหตุหลักจากส่วนแบ่งกำไรจากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนใน PT Candra Asri Petrochemical Tbk (CAP) จากการที่บริษัทย่อยของ CAP ได้รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในประเทศสิงคโปร์ ขณะที่ ที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ สุทธิ ลดลง 5,692 ล้านบาท ซึ่ง

สาเหตุหลักเป็นผลมาจากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) โดยจำนวนดังกล่าวได้ถูกนำมาหักออกจากมูลค่างานระหว่างก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) แม้ว่าบริษัทฯ จะมีการรับรู้สินทรัพย์ที่ได้มาเพิ่มเติมในระหว่างงวด โดยส่วนใหญ่มาจากโครงการ CFP ก็ตาม ประกอบกับสินทรัพย์สิทธิการไหลลดลง 1,582 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการตัดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์สิทธิการใช้ ขณะที่สินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้น 3,931 ล้านบาท จากการจากการการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract)

หนี้สินรวม

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้น 234,252 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 8,573 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจาก

- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลง 38,916 ล้านบาท เนื่องจากหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลง 28,212 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการไถ่ถอนหุ้นกู้บางส่วนคืนก่อนกำหนด ประกอบกับเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินรวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลง 10,525 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการจ่ายชำระหนี้ก่อนครบกำหนดชำระ
- หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้น 26,727 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 24,812 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการขยายระยะเวลาเครดิตการค้า (ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) นอกจากนี้ เจ้าหนี้หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 1,054 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากเจ้าหนี้ค้างจ่ายของผู้รับเหมาในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) ที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะเดียวกันภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 1,318 ล้านบาท จากการบันทึกภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับผลประกอบการปี 2568
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้น 3,616 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 4,066 ล้านบาท การรับรู้มูลค่ายุติธรรม (Fair Value) ของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยและเงินตราต่างประเทศ ขณะที่หนี้สินตามสัญญาเช่าสุทธิส่วนที่ชำระภายในหนึ่งปีลดลง 1,610 ล้านบาท

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TS	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ ⁽¹⁾	1,603	-	-	-	70,992	72,595
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	28,085	-	-	-	-	28,085
เงินกู้สกุลเงินบาท	9,993	2,215	-	-	-	12,208
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ ⁽¹⁾	-	-	259	10	-	269
รวม ณ 31 ธันวาคม 2568	39,681	2,215	259	10	70,992	113,157
รวม ณ 31 ธันวาคม 2567	56,096	1,974	345	24	93,635	152,073
เพิ่ม / (ลด)	(16,415)	241	(86)	(13)	(22,643)	(38,916)

หมายเหตุ (1) รวมกำไรขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวม 193,032 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 26,847 ล้านบาท จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 โดยมีสาเหตุหลักจากส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมเพิ่มขึ้น 18,340 ล้านบาท ซึ่งเป็นผลจากการรับรู้ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในบริษัท ท็อป อินฟรา จำกัด จำนวนร้อยละ 49 ให้แก่บริษัท แทงค์ อินฟรา จำกัด จากการดำเนินโครงการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (Asset Monetization) รวมทั้งส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 8,506 ล้านบาท จากกำไรสุทธิประจำงวดสุทธิด้วยเงินปันผลจ่ายประจำปี

3.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 62,568 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 56,607 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	48,809	40,597
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	8,932	(340)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(23,095)	(8,960)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น / (ลดลง)สุทธิ	34,646	31,297
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	29,042	25,572
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	(1,120)	(262)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	62,568	56,607

ในปี 2568 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 48,809 ล้านบาท โดยมีสาเหตุจากกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 16,769 ล้านบาท และรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินเพิ่มขึ้น 2,044 ล้านบาท ประกอบกับเงินสดได้มาจากสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานสุทธิ 33,892 ล้านบาท ขณะที่เงินสดจ่ายภาษีเงินได้สุทธิ 3,897 ล้านบาท ขณะที่กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดสุทธิได้มาจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 8,932 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำงานด้านการออกแบบ วิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) 14,312 ล้านบาท และมีเงินสดรับจากการขายเงินลงทุนในสินทรัพย์ทางการเงินระยะสั้นสุทธิ 4,550 ล้านบาท ขณะที่เงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ซึ่งส่วนใหญ่เป็นเงินลงทุนสำหรับโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) 10,429 ล้านบาท

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 23,095 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการไถ่ถอนและซื้อคืนหุ้นกู้จำนวน 18,131 ล้านบาท ประกอบกับการจ่ายเงินกู้ยืมระยะยาวสุทธิ 10,551 ล้านบาท รวมทั้งมีเงินสดจ่ายสำหรับเงินปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้นจำนวน 3,351 ล้านบาท และเงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 6,675 ล้านบาท ขณะที่กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดรับจากการลงทุนในบริษัทย่อยจากส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุมในบริษัท ท็อป อินฟรา จำกัด จำนวน 18,409 ล้านบาท

จากรายการกระแสเงินสดจากกิจกรรมข้างต้น ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิเพิ่มขึ้น 34,646 ล้านบาทจาก 31 ธันวาคม 2567 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์มีผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน ทำให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 1,120 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด 29,042 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 62,568 ล้านบาท ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568

3.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงิน

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q4/68	Q3/68	+/(-)	2568	2567	+/(-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	5%	5%	-	4%	5%	(1%)
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	6%	3%	3%	3%	4%	(1%)
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	2%	3%	(1%)	4%	2%	2%

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q4/68	Q3/68	+/(-)	2568	2567	+/(-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.4	1.3	0.1	1.4	1.7	(0.3)
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	1.0	0.8	0.2	1.0	1.0	-

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q4/68	Q3/68	+/(-)	2568	2567	+/(-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.2	1.3	(0.1)	1.2	1.5	(0.3)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.3	0.6	(0.3)	0.3	0.8	(0.5)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.7	0.8	(0.1)	0.7	1.0	(0.3)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	8.5	4.7	3.8	5.0	5.4	(0.4)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	40%	44%	(4%)	40%	51%	(11%)

การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน

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 + หนี้กู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) + หนี้สินตามสัญญาเช่า (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	=	EBITDA / ต้นทุนทางการเงิน
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	=	หนี้เงินกู้ระยะยาว / เงินทุนระยะยาว
เงินทุนระยะยาว	=	หนี้เงินกู้ระยะยาว + ส่วนของผู้ถือหุ้น
หนี้สินสุทธิ	=	หนี้สินที่มีภาระดอกเบี้ย + หนี้สินตามสัญญาเช่า - เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด - เงินลงทุนระยะสั้น

4. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 1 ปี 2569 และครั้งแรกของปี 2569

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

ราคาน้ำมันดิบใน Q1/69 และ 1H/69 มีแนวโน้มปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ 1H/68 ตามลำดับ โดยได้รับแรงกดดันจากภาวะอุปทานน้ำมันล้นตลาด โดยระดับน้ำมันดิบคงคลังทั่วโลกยังอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง โดยรายงานของสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานของสหรัฐฯ (EIA) ประจำเดือนมกราคม 2569 คาดการณ์ว่าปริมาณสต็อกน้ำมันดิบทั่วโลกใน Q1/69 จะอยู่ที่ระดับ 3.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งสูงกว่าค่าเฉลี่ยของปีที่ผ่านมา ซึ่งอยู่ที่ระดับ 2.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน เป็นผลมาจากอุปทานที่ปรับเพิ่มขึ้นจากการขยายกำลังการผลิตของ OPEC+ ตามมติการปรับเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบในเดือนตุลาคม - ธันวาคม 2568 ในอัตราเดือนละ 137,000 บาร์เรลต่อวัน แม้ว่าทางกลุ่มจะมีมติให้ชะลอการปรับเพิ่มกำลังการผลิตใน Q1/69 แล้วก็ตาม รวมถึงอุปทานน้ำมันดิบจากผู้ผลิตนอก OPEC+ ก็ยังคงปรับเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันที่อ่อนตัวลงตามปัจจัยทางฤดูกาลในช่วง Q1/69 อย่างไรก็ดี ตลาดน้ำมันยังคงเผชิญความผันผวนจากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ โดยเฉพาะความไม่แน่นอนในเวเนซุเอลาภายหลังสหรัฐฯ ประกาศเข้าควบคุมกิจการน้ำมันในเวเนซุเอลา สถานการณ์ความขัดแย้งภายในอิหร่านที่ตึงเครียดขึ้น ตลอดจนมาตรการคว่ำบาตรจากสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปต่อรัสเซีย ท่ามกลางการเจรจาบรรลุข้อตกลงหยุดยิงระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงไม่สามารถบรรลุผลสำเร็จได้ ล้วนเป็นปัจจัยเสี่ยงต่ออุปทานน้ำมันโลกอย่างมีนัยสำคัญ

ค่าการกลั่นในช่วง Q1/69 มีแนวโน้มอยู่ในระดับที่ต่ำหลังอุปสงค์น้ำมันดีเซล และน้ำมันก๊าด/น้ำมันอากาศยานสำหรับทำความร้อนในช่วงฤดูหนาวยังคงแข็งแกร่ง ส่งผลให้ปริมาณสต็อกน้ำมันดีเซลสหรัฐฯ เขต PADD 1 ในช่วงต้นปี 2569 อยู่ในระดับที่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี ประกอบกับญี่ปุ่นคาดการณ์ว่าจะนำเข้าน้ำมันก๊าดสำหรับทำความร้อนในช่วงต้นปี 2569 เพิ่มขึ้น ขณะที่อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปอาจได้รับแรงกดดันในช่วง Q1/69 จากมาตรการคว่ำบาตรของยุโรปในการนำเข้าน้ำมันสำเร็จรูปที่ผลิตจากน้ำมันดิบจากรัสเซียโดยมีผลบังคับใช้ตั้งแต่ 21 มกราคม 2569 เป็นต้นไป โดยล่าสุดสหภาพยุโรปประกาศมาตรการเบื้องต้นระบุให้น้ำมันที่จะขายไปยังยุโรปต้องพิสูจน์ได้ว่าไม่ได้ผลิตจากน้ำมันดิบจากรัสเซีย เช่น จำแนกการเดินหน่วยกลั่นที่ใช้ น้ำมันดิบที่ไม่ได้มาจากรัสเซียได้ หรือยืนยันว่าโรงกลั่นที่ผลิตน้ำมันสำเร็จรูปนี้ไม่ได้กลั่นน้ำมันดิบจากรัสเซียเป็นระยะเวลาอย่างน้อย 60 วัน ก่อนสูบลำดับน้ำมันเข้าท่าเรือ อย่างไรก็ตาม คาดการณ์หลัง Q1/69 เป็นต้นไป อุปทานน้ำมันดีเซลจะกลับสู่ภาวะสมดุลหลังอินเดียคาดการณ์ว่าจะส่งออกน้ำมันดีเซลไปยังประเทศในภูมิภาคแอฟริกาเพิ่มขึ้น ขณะที่ยุโรปคาดการณ์ว่าจะนำเข้าน้ำมันดีเซลจากตะวันออกกลางมากขึ้น อย่างไรก็ตาม รัสเซียประกาศขยายระยะเวลาการระงับส่งออกน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินบางส่วนออกไปจากเดือนธันวาคม 2568 สิ้นสุดในเดือนกุมภาพันธ์ 2569 หลังโรงกลั่นรัสเซียยังคงได้รับความเสียหายจากการถูกโจมตีโดยโดรนยูเครนอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ยังคงต้องติดตามความคืบหน้า การเจรจาสันติภาพระหว่างรัสเซีย-ยูเครน ภายใต้การผลักดันโดยสหรัฐฯ โดยล่าสุดยูเครนได้รับร่างแผนสันติภาพจากสหรัฐฯ และประธานาธิบดีเซเลนสกี ตกลงที่จะร่วมทำงานบนร่างแผนดังกล่าว ในขณะที่รัสเซียยังคงไม่ยอมรับเงื่อนไขในบางประการ เช่น การคืนพื้นที่ในยูเครนที่ยึดไว้ และไม่ต้องการให้ยูเครนเข้าร่วม NATO สำหรับค่าการกลั่นในช่วง 1H/69 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 1H/68 หลังโรงกลั่นในยุโรป และสหรัฐฯ ยังคงปิดตัวลงอย่างต่อเนื่อง ท่ามกลางการทยอยเปิดดำเนินการของโรงกลั่นขนาดใหญ่ในจีน อินเดีย เม็กซิโก และไนจีเรีย ใน Q2/69 ขณะที่เศรษฐกิจภาพรวมฟื้นตัวดีขึ้นโดยอินเดียที่มีการเติบโตในภาคอุตสาหกรรมและก่อสร้างมากขึ้น ขณะที่จำนวนเที่ยวบินคาดการณ์ว่าจะเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้คาดการณ์ว่าอุปสงค์น้ำมันสำเร็จรูปในช่วง 1H/69 จะเพิ่มขึ้นสูงกว่าช่วง 1H/68

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ราคาสารพาราไซลีนใน Q1/69 คาดว่ามีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังโรงงานผลิตสารพาราไซลีนส่วนเพิ่มมีการประกาศเลื่อนแผนการผลิตจากปี 2569 เป็นปี 2570 ประกอบกับความต้องการใช้สารพาราไซลีนที่คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้น จากแผนการเปิดดำเนินการของโรงงานผลิตสารปลายน้ำอย่างสารฟีนีลในอินเดียช่วง Q1/69 นอกจากนี้ ตลาดยังได้รับแรงหนุนจากอุปสงค์สารพาราไซลีนในภูมิภาคเอเชียที่มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นในช่วงก่อนและหลังเทศกาลตรุษจีน สำหรับภาพรวมในช่วง 1H/69 คาดการณ์ว่าตลาดสารพาราไซลีนมีแนวโน้มที่จะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ 1H/68 จากอุปสงค์ที่คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นเพื่อรองรับแผนการเปิดเดินเครื่องใหม่ของโรงงานผลิตสารปลายน้ำอย่างสารฟีนีลที่เอ รวมถึงอุปทานที่คาดการณ์ว่าจะปรับตัวลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงของผู้ผลิตในภูมิภาคเอเชียในช่วง Q2/69

ราคาสารเบนซินในช่วง Q1/69 มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 เนื่องจากอุปทานสไตรีนมอนอเมอร์ (SM) ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงงานหลายแห่ง ส่งผลให้ราคาสารสไตรีนมอนอเมอร์มีแนวโน้มปรับตัวสูงขึ้น ซึ่งปัจจัยดังกล่าวจะเป็นแรงหนุนให้ราคาสารเบนซินซึ่งเป็นวัตถุดิบหลักปรับตัวเพิ่มขึ้นตามไปด้วย แม้ว่าปริมาณสารเบนซินคงคลังในจีนยังอยู่ในระดับสูงก็ตาม ขณะเดียวกันความต้องการใช้สารเบนซินเพื่อผลิตเป็นสารปลายน้ำยังคงอ่อนตัวต่อเนื่อง จากส่วนต่างกำไรของธุรกิจปลายน้ำที่อยู่ในระดับต่ำ รวมถึงแรงกดดันจากกำลังการผลิตใหม่ในจีนที่คาดว่าจะทยอยเข้าสู่ตลาดอย่างต่อเนื่อง สำหรับแนวโน้มในช่วง 1H/69 คาดว่าตลาดสารเบนซินจะปรับตัวดีขึ้น จากคาดการณ์ว่าโรงงานผลิตสารอะโรเมติกส์ใหม่ในจีนอาจเลื่อนกำหนดการเดินเครื่องออกไป อีกทั้งตลาดยังได้รับแรงหนุนเพิ่มเติมจากการเพิ่มขึ้นของการส่งออกสารเบนซินจากภูมิภาคเอเชียไปยังสหรัฐฯ ซึ่งเริ่มมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้น

ราคาสารโพลีเอทิลีนในช่วง Q1/69 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 โดยราคามีแนวโน้มขยับสูงขึ้นตามทิศทางของสารอะโรเมติกส์ชนิดอื่น แม้ว่าความต้องการใช้โพลีเอทิลีนเป็นส่วนผสมในการผลิตน้ำมันเบนซินจะมีแนวโน้มชะลอตัว รวมทั้งตลาดยังได้รับแรงกดดันจากอุปทานใหม่ในจีนที่คาดว่าจะทยอยเข้าสู่ตลาดจากการเดินเครื่องโรงงานอะโรเมติกส์แห่งใหม่ สำหรับแนวโน้มในช่วง 1H/69 คาดว่าตลาดสารโพลีเอทิลีนจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ 1H/68 จากการคาดการณ์ว่าโรงงานผลิตสารอะโรเมติกส์ใหม่ในจีนอาจเลื่อนกำหนดการเปิดดำเนินการออกไป รวมทั้งมีโรงงานบางส่วนอยู่ระหว่างการปิดซ่อมบำรุง ซึ่งจะช่วยลดแรงกดดันด้านอุปทาน

ภาวะตลาดสาร LAB

ราคาสาร LAB ใน Q1/69 คาดว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 ตามทิศทางของราคาน้ำมันดิบ ท่ามกลางความกังวลต่อความผันผวนและความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ที่ยังดำเนินอยู่อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ ตลาดยังเผชิญกับแรงกดดันจากอุปทานส่วนเพิ่มจากการเพิ่มกำลังการผลิตของโรงผลิตสาร LAB ในช่วง Q1/69 ได้แก่ โรงผลิตในอินเดีย โรง Tamilnadu Petroproducts (TPL) ปริมาณ 40,000 ตันต่อปี และโรง Farabi Petrochemicals ปริมาณ 160,000 ตันต่อปี และโรงในอิหร่าน โรง Iran Chemical Industries Investment Company (ICIIC) ปริมาณ 70,000 ตันต่อปี อย่างไรก็ตาม อุปสงค์ LAB ในภูมิภาคเอเชียคาดว่าจะปรับตัวดีขึ้น จากกำลังการซื้อชดเชยหลังกลับมาจากช่วงวันหยุดยาวในเทศกาลตรุษจีน และมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงฤดูร้อนซึ่งเป็นช่วงที่มีอุปสงค์มากที่สุดในรอบปี

ภาพรวมในช่วง 1H/69 คาดการณ์ว่าตลาดสาร LAB จะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ 1H/68 หลังตลาดยังคงได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่เข้ามาใหม่อย่างต่อเนื่องจากโรง Farabi Petrochemicals ในประเทศซาอุดีอาระเบียที่มีแผนจะเพิ่มกำลังการผลิต 160,00 ตันต่อปีในช่วงเดือนมกราคม 2569 และโรงTamilnadu Petroproducts Limited (TPL) ในประเทศอินเดียที่มีแผนจะเพิ่มกำลังการผลิต 40,000 ตันต่อปีในช่วงเดือนกุมภาพันธ์ 2569 และโรง Sinopec Jinling Petrochemical ในประเทศจีน ที่มีแผนจะเพิ่มกำลังการผลิต 50,000 ตันต่อปี ในช่วง Q2/68

ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN และส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตาใน Q1/69 และ 1H/69 คาดว่าอ่อนตัวลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากอุปสงค์ที่ชะลอตัวในช่วงวันหยุดเทศกาลตรุษจีน ประกอบกับ แรงกดดันจากอุปทานใหม่จากโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และกลุ่มที่ 3 ในอินเดีย ซึ่งจะเริ่มเปิดดำเนินการ ใน Q1/69 อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 ในภูมิภาคมีแนวโน้มทรงตัวเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า หลังยังคงมีอุปสงค์สำหรับน้ำมันเครื่องที่ใช้ในอุตสาหกรรมและเรือขนส่งทางทะเล

ภาวะตลาดยางมะตอย

ส่วนต่างราคากระหว่างราคายางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาใน Q1/69 และ 1H/69 คาดว่ามีแนวโน้มอ่อนตัวลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากความเสี่ยงทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคายางมะตอยคาดว่าจะยังคงทรงตัวในระดับสูง หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากความกังวลต่อการส่งออกยางมะตอยของอิหร่าน ซึ่งอาจได้รับผลกระทบจากความตึงเครียดในตะวันออกกลางที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น เนื่องจากอิหร่านถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาค

5. ภาคผนวก

5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัท และบริษัทในกลุ่มมีงบประมาณสำหรับการลงทุนโครงการในอนาคตที่ได้รับอนุมัติ ตั้งแต่ปี 2569 ถึงปี 2572 เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,709 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยเป็นโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) 1,651 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นของบริษัท ที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 57 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ตามรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนปี 2569 – 2572 ดังแสดงในตารางด้านล่างนี้

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

งบประมาณลงทุน (หน่วยล้านบาทหรือสหรัฐฯ)

ข้อมูล ณ เดือนธันวาคม 2568

โครงการ		ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ปี 2569-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,278
	ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	34
	การขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน	(661)
รวมงบประมาณลงทุนของโครงการพลังงานสะอาด*		1,651
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ		57

โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)

โครงการลงทุนทางด้านโลจิสติกส์และสาธารณูปโภค (เช่น โครงการก่อสร้างสถานีสูบน้ำดิบและท่อส่งน้ำดิบสายใหม่จากอ่างเก็บน้ำบางพระ, โครงการก่อสร้างกังหันน้ำบีบเค้นใหม่ และโครงการปิดคลุมบ่อบำบัดน้ำเสีย)

รวมงบประมาณของโครงการทั้งหมด

1,709

*เงินลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (CFP) แสดงเงินลงทุนหลังจากการขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน (Energy Recovery Unit : ERU) ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของโครงการพลังงานสะอาด (CFP)

หมายเหตุ : ไม่รวมค่าบำรุงรักษาประจำปีประมาณ 40 ล้านบาทหรือสหรัฐฯ ต่อปี



5.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP)

โครงการ CFP มีวัตถุประสงค์สำคัญเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันของบริษัท ด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิต เพื่อเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ซึ่งเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและขยายกำลังการผลิตน้ำมันเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นทำให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบได้มากและหลากหลายชนิดขึ้นก่อนให้เกิดการประหยัดด้านขนาด (Economies of Scale) และลดต้นทุนวัตถุดิบ นอกจากนี้ ยังช่วยเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและสนับสนุนการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศในระยะยาวอีกด้วย

บริษัท ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 ให้เข้าลงทุนในโครงการ CFP โดยมีมูลค่าการลงทุนประมาณ 4,825 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 160,279 ล้านบาท และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 5,016 ล้านบาท¹ โดยบริษัท 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 ทำให้

¹ อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับงบประมาณของโครงการ CFP ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 โดยอ้างอิงอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ ประจำวันที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย ณ วันที่ 28 มิถุนายน 2561 โดย 33.2185 บาทเท่ากับ 1 ดอลลาร์สหรัฐ

ต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนการดำเนินงานเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าเพื่อผลักดันให้โครงการ CFP เดินหน้าได้อย่างต่อเนื่องในช่วงดังกล่าว จึงส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานโครงการเพิ่มขึ้น และทำให้ระยะเวลาการก่อสร้างโครงการ CFP ต้องถูกขยายออกไปจากเดิมที่คาดการณ์ไว้ ด้วยเหตุดังกล่าวที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 9/2564 จึงได้พิจารณาอนุมัติการขยายกรอบวงเงินประมาณการดอกเบี้ยระหว่างก่อสร้างของโครงการ CFP จาก 151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 5,016 ล้านบาท โดยเพิ่มขึ้นอีก 422 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 14,278 ล้านบาท² และในการประชุมคณะกรรมการบริษัท ครั้งที่ 4/2565 ได้พิจารณาอนุมัติงบประมาณเพิ่มเติมในการดำเนินโครงการ CFP และอนุมัติให้บริษัทฯ ลงนามในสัญญาแก้ไขสัญญา EPC กับผู้รับเหมาหลัก โดยเพิ่มงบประมาณของโครงการอีกประมาณ 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 18,165 ล้านบาท³ และขยายระยะเวลาการดำเนินโครงการไปอีก 24 เดือน ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญา EPC เพื่อประโยชน์สูงสุดของบริษัทฯ และเพื่อให้สามารถดำเนินโครงการ CFP ต่อไปให้แล้วเสร็จ

ปัจจุบันหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลที่ 4 (Hydrosulfurization Unit: HDS-4) ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองเดินเครื่องจักรและผลิตน้ำมันดีเซลมาตรฐานยูโร 5 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 ทันต่อการตอบสนองต่อนโยบายการใช้น้ำมันมาตรฐานยูโร 5 ที่ภาครัฐมีการประกาศบังคับใช้ตั้งแต่ช่วงต้นปี 2567 เป็นต้นมา อย่างไรก็ดี จากเหตุการณ์ที่ผู้รับเหมาหลักไม่ชำระเงินค่าจ้างค้างจ่ายให้กับผู้รับเหมาซึ่งเป็นผู้รับเหมาหลักจ้างให้ทำงานในการก่อสร้างโครงการ CFP จนทำให้ผู้รับเหมาช่วงหยุดงานหรือลดจำนวนคนงานลง จากเหตุการณ์ดังกล่าว บริษัทฯ จึงต้องพิจารณาทางเลือกในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จ ซึ่งมีการเตรียมความพร้อมโดยให้ที่ปรึกษาด้านเทคนิค (Technical Advisor) มาตรวจสอบและวิเคราะห์การก่อสร้างที่เหลืออยู่ของโครงการ จากรายงานการตรวจสอบและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาด้านเทคนิค เห็นว่าการที่จะก่อสร้างโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จจะต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มเติมอีกประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁴ ดังนั้นคณะกรรมการบริษัท จึงได้มีมติอนุมัติให้เรียกประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2568 ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 โดยที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้นได้อนุมัติการเพิ่มเงินลงทุนในโครงการ CFP เป็นจำนวนเงินประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁴ และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 17,922 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 505 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁴ ส่งผลให้มีมูลค่าเงินลงทุนทั้งหมดของโครงการ CFP เป็นจำนวนเงินประมาณ 241,472 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 7,151 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁵ และดอกเบี้ยระหว่างการก่อสร้างประมาณ 37,216 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,078 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁶ ต่อมา ในวันที่ 24 เมษายน 2568 บริษัทฯ ได้ใช้สิทธิบอกเลิกสัญญา EPC โดยมีผลทันที เนื่องจากผู้รับเหมาหลักไม่ปฏิบัติตามภาระผูกพันในสัญญา EPC ทั้งนี้ บริษัทฯ ขอยืนยันว่าการใช้สิทธิบอกเลิกสัญญา EPC จะไม่ส่งผลกระทบต่อโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จ โดยบริษัทฯ ได้มีการจัดทำแผนงานเพื่อดำเนินการให้โครงการ CFP แล้วเสร็จภายในไตรมาสที่ 3 ของปี 2571 และได้มีการจัดจ้างที่ปรึกษาที่มีความรู้ ความเชี่ยวชาญ และมีประสบการณ์ เพื่อเสริมสร้างการบริหารจัดการโครงการด้านวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้างอย่างมีประสิทธิภาพ และให้การสนับสนุนบริษัทฯ ในการบริหารจัดการโครงการในแต่ละระยะจนแล้วเสร็จ ทั้งนี้ งานก่อสร้างโครงการ CFP จะดำเนินการต่อโดยผู้รับเหมาที่มีความรู้ ความสามารถ และมีประสบการณ์ในการก่อสร้างโครงการขนาดใหญ่เพื่อให้การดำเนินงานก่อสร้างโครงการ CFP แล้วเสร็จสมบูรณ์ตามแผนงานของบริษัทฯ

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 ประจำวันที่ ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย 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

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