คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 3/2568
และ 9 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 4 ปี 2568 และปี 2569 22

5. ภาคผนวก 25

5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต 25

5.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) 25

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม
สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 3/2568 และ 9 เดือนแรกของปี 2568

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ล้านบาท	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่ม (kbd)	228	313	(85)	313	(85)	284	305	(21)
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม[1] (US$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	5.2	7.0	(1.8)	5.4	(0.2)	5.9	7.1	(1.2)
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	7.4	2.6	4.8	0.0	7.4	5.3	5.8	(0.5)

ล้านบาท	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
รายได้จากการขาย	80,049	99,086	(19,037)	110,018	(29,969)	285,405	343,895	(58,490)
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ[2]	466	(10)	476	95	371	525	401	124
EBITDA	**3,897**	**1,278**	**2,619**	**(4,268)**	**8,165**	**11,638**	**15,554**	**(3,916)**
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน	(558)	(621)	63	62	(620)	(987)	(271)	(716)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ[3]	321	(384)	705	1,645	(1,324)	17	540	(523)
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	1,372	2,522	(1,150)	-	(1,372)	4,067	1,148	2,919
กำไร (ขาดทุน) จากการต่อรองราคาสุทธิจากการเข้าซื้อธุรกิจ	(19)	7,062	7,044	-	(19)	7,044	-	7,044
ต้นทุนทางการเงิน	(835)	(982)	147	(1,011)	176	(2,787)	(3,066)	279
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(498)	(292)	(206)	1,057	(1,555)	(1,673)	(1,561)	(112)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	**2,147**	**6,476**	**(4,329)**	**(4,218)**	**6,365**	**12,126**	**7,192**	**4,934**
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	**0.96**	**2.90**	**(1.94)**	**(1.89)**	**2.85**	**5.43**	**3.22**	**2.21**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	1,508	(4,171)	5,679	(5,380)	6,888	(1,582)	(3,903)	2,321
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี[4]	76	(492)	568	(2,097)	2,173	(335)	(2,185)	1,850

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อเหรียญสหรัฐฯ)	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	32.45	33.27	(0.82)	34.97	(2.52)	33.28	35.85	(2.57)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	32.46	32.72	(0.26)	32.46	-	32.46	32.46	-

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

(2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์

(3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q3/68, Q2/68, Q3/67, 9M/68 และ 9M/67 จำนวน 864 ล้านบาท, (350) ล้านบาท, 866 ล้านบาท, 590 ล้านบาท และ 68 ล้านบาท ตามลำดับ

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

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มที่ 228 พันบาร์เรลต่อวัน และมีรายได้จากการขาย 80,049 ล้านบาท ลดลง 19,037 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการปิดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) สำหรับหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) และหน่วยอื่นๆ ในช่วงเดือนกรกฎาคม – สิงหาคม 2568

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 5.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ลดลง 1.8 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจาก Q2/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับลดลง จากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันเตา และน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลง เนื่องจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่เพิ่มขึ้นทั้งจากการส่งออกน้ำมันเบนซินของจีน และการผลิตน้ำมันเตาที่เพิ่มขึ้นในตะวันออกกลาง รวมทั้งการผลิตน้ำมันเตากำมะถันต่ำที่เพิ่มขึ้นของโรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปขนาดใหญ่ในภูมิภาคแอฟริกาหลังปิดซ่อมบำรุงหน่วยผลิตน้ำมันเบนซิน (Residue Fluid Catalytic Cracking : RFCC) ประกอบกับ Crude Premium ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น จากความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบเนื่องจากเหตุการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิหร่านและอิสราเอล ประกอบกับผู้ค้าน้ำมันรายใหญ่ประกาศลดการส่งออกน้ำมันดิบ Murban ในขณะที่ยังมีแรงหนุนด้านอุปสงค์จากจีนและอินเดีย
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง จากการส่งออกเบนซีนไปยังสหรัฐฯยังไม่คุ้มทุน ขณะที่ปริมาณเบนซีนคงคลังในจีนที่ยังอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง รวมทั้งอุปสงค์โทลูอีนที่ใช้สำหรับผสมในน้ำมันเบนซินอยู่ในระดับต่ำ
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Bezene ไม่เปลี่ยนแปลง จากอุปสงค์ที่ชะลอตัวลงในช่วงฤดูมรสุม ขณะที่อุปทานตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุง และการเลื่อนเปิดดำเนินการจากอุปทานในอินเดีย
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวดีขึ้น เนื่องจากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่ปรับลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 ประกอบกับราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลง

ใน Q3/68 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้น จากแนวโน้มอุปทานตึงตัวทั้งจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงตึงเครียด รวมถึงสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปได้ออกมาตรการคว่ำบาตรครั้งใหม่ต่อรัสเซีย ทำให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,508 ล้านบาท หรือ 2.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 7.4 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 4.8 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจาก Q2/68 จากปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มี EBITDA 3,897 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,619 ล้านบาท นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์ซื้อคืนหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ และมีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 1,372 ล้านบาท อย่างไรก็ตามใน Q3/25 กลุ่มไทยออยล์รับรู้ส่วนแบ่งกำไรพิเศษจากบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) (ซึ่งกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในสัดส่วนร้อยละ 15) จากการที่บริษัทย่อยของ CAP ได้รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจบริษัท Aster Chemical and Energy Pte. Ltd. ในประเทศสิงคโปร์ลดลงเล็กน้อย ดังนั้น ใน Q3/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 2,147 ล้านบาท หรือ 0.96 บาทต่อหุ้น ลดลง 4,329 ล้านบาท จาก Q2/68

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มลดลง และมีรายได้จากการขายลดลง 29,969 ล้านบาท เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์หลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง 0.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจาก Q3/67 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นที่ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันเตา และน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง จากอุปสงค์น้ำมันเบนซินที่ปรับลดลง ขณะที่ Crude Premium ปรับเพิ่มขึ้น
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง นำโดยส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene ปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุง
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวสูงขึ้นเช่นเดียวกัน จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น

ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลกลุ่มไทยออยล์จึงมีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,508 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 5,380 ล้านบาทใน Q3/67 ทำให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 7.4 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจาก Q3/67 ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 8,165 ล้านบาท รวมทั้งใน Q3/68 มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 1,372 ล้านบาท ดังนั้น ใน Q3/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 2,147 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 4,218 ล้านบาทใน Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 กลุ่มไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลง เนื่องจากการหยุดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) โดยมีรายได้จากการขาย 285,405 ล้านบาท ลดลง 58,490 บาท จากปริมาณการขายที่ลดลงและราคาขายผลิตภัณฑ์หลายผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง 1.2 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล มาอยู่ที่ 5.9 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลใน 9M/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นที่ปรับลดลง สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลง ประกอบกับ Crude Premium ปรับเพิ่มสูงขึ้น จากอุปสงค์ของ Murban ที่ปรับเพิ่มขึ้นจากโรงกลั่นในสหรัฐอาหรับ-อิมิเรตส์ ส่งผลให้ ADNOC ปรับลดการส่งออก
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ก็ปรับลดลง นำโดยส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลงจากอุปสงค์ที่ยังคงอ่อนแอ
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene ปรับตัวเพิ่มขึ้น
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับตัวสูงขึ้น จากอุปทานที่ยังคงจำกัดอย่างต่อเนื่องจากการเลื่อนเปิดดำเนินการของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และ 3

จากราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน 9M/68 ที่ปรับลดน้อยลง ทำให้รับรู้ขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันลดลง 2,321 ล้านบาท ทำให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 5.3 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ลดลง 0.5 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรลจาก 9M/67 ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มี EBITDA 11,638 ล้านบาท ลดลง 3,916 ล้านบาท ขณะที่มีการบันทึกกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 2,919 ล้านบาท เนื่องจากใน 9M/68 กลุ่มไทยออยล์ซื้อหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ 633 ล้านเหรียญสหรัฐฯ เพิ่มขึ้น 513 ล้านเหรียญสหรัฐฯ จาก 9M/67 รวมทั้งมีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรพิเศษจากเงินลงทุนในบริษัทร่วม ซึ่งเกิดจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในประเทศสิงคโปร์ จำนวน 7,044 ล้านบาท ส่งผลให้ในช่วง 9M/68 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 12,126 ล้านบาท หรือเท่ากับ 5.43 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 4,934 ล้านบาท

<u>เหตุการณ์สำคัญในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2568</u>

- ที่ประชุมคณะกรรมการ บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (บริษัทฯ) ครั้งที่ 9/2568 ซึ่งประชุมเมื่อวันที่ 25 กันยายน 2568 ได้มีมติที่สำคัญ ดังนี้ อนุมัติโครงการการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (Asset Monetization) โดยจะดำเนินการให้เช่าระยะยาวและเช่าช่วงทรัพย์สินกลับเพื่อใช้ในการดำเนินงาน (Lease and Leaseback) ซึ่งเกี่ยวข้องกับทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนของบริษัทฯ (ได้แก่ ถังเก็บน้ำมันดิบ, ทุ่นผูกเรือกลางทะเล (Single Buoy Mooring: SBM), สถานีจ่ายน้ำมันทางรถ และที่ดิน) ภายหลังจากการเข้าทำธุรกรรมดังกล่าวบริษัทฯ จะได้รับกระแสเงินสด ช่วยทำให้ฐานะทางการเงินของบริษัทฯ แข็งแกร่งขึ้น เพิ่มศักยภาพในการประกอบธุรกิจ มีอัตราส่วนทางการเงินที่ดีขึ้นและลดความเสี่ยงทางการเงินในระยะยาว ที่อาจเกิดขึ้นจากความผันแปรของธุรกิจโดยเฉพาะธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับราคาสินค้าโภคภัณฑ์ (Commodity) ทั้งนี้ โครงการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด จะเสนอขออนุมัติจากผู้ถือหุ้นในการประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 2/2568 ซึ่งกำหนดจัดขึ้นในวันที่ 9 ธันวาคม 2568 เวลา 14.00 น. ในรูปแบบการประชุมผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์ (E-EGM)
- กลุ่มไทยออยล์ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินเหรียญสหรัฐฯ จำนวน 633 ล้านเหรียญสหรัฐฯ หรือเทียบเท่าประมาณ 20,894 ล้านบาท โดยแล้วเสร็จในวันที่ 25 กันยายน 2568 และชำระคืนเงินกู้สกุลเงินบาทก่อนกำหนดจำนวน 10,050 ล้านบาท ซึ่งเป็นไปตามแผนด้านการเงินของบริษัทฯ เพื่อเสริมสร้างความแข็งแกร่งทางการเงิน ปรับปรุงอัตราส่วนทางการเงินให้ดีขึ้น และลดความเสี่ยงทางการเงินในระยะยาว

2. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**80,049**	**99,086**	**(19,037)**	**110,018**	**(29,969)**	**285,405**	**343,895**	**(58,490)**
โรงกลั่นน้ำมัน	81,040	105,214	(24,174)	117,822	(36,782)	299,117	368,756	(69,639)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB[1]	9,244	15,553	(6,309)	20,402	(11,158)	42,329	62,566	(20,237)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	3,797	5,344	(1,547)	6,861	(3,064)	15,754	19,141	(3,387)
ผลิตไฟฟ้า	2,295	3,022	(727)	2,921	(626)	8,273	9,031	(758)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์[2]	3,824	4,031	(207)	5,098	(1,274)	12,172	15,186	(3,014)
ผลิตเอทานอล[3]	229	317	(88)	474	(245)	763	1,335	(572)
อื่นๆ[4]	1,558	1,779	(221)	1,729	(171)	5,015	5,247	(232)

EBITDA	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**3,897**	**1,278**	**2,619**	**(4,268)**	**8,165**	**11,638**	**15,554**	**(3,916)**
โรงกลั่นน้ำมัน	2,501	(1,081)	3,582	(6,501)	9,002	5,395	8,309	(2,914)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	71	603	(532)	959	(888)	1,434	3,314	(1,880)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	643	801	(158)	480	163	2,278	1,110	1,168
ผลิตไฟฟ้า	540	838	(298)	668	(128)	2,141	2,272	(131)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	254	158	96	212	42	639	752	(113)
ผลิตสารโอเลฟินส์	(2)	(2)	-	(3)	1	(7)	(7)	-
ผลิตเอทานอล	(15)	48	(63)	11	(26)	39	94	(55)
อื่นๆ	94	32	62	72	22	190	216	(26)

กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
งบการเงินรวม	**2,147**	**6,476**	**(4,329)**	**(4,218)**	**6,365**	**12,126**	**7,192**	**4,934**
โรงกลั่นน้ำมัน	716	(3,189)	3,905	(5,122)	5,838	(232)	2,286	(2,518)
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	(284)	113	(397)	238	(522)	127	1,561	(1,434)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	461	593	(132)	316	145	1,683	752	931
ผลิตไฟฟ้า[5]	366	609	(243)	463	(97)	1,384	1,496	(112)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	121	(4)	125	(3)	124	201	336	(135)
ผลิตสารโอเลฟินส์[6]	(86)	6,529	(6,615)	(71)	(15)	6,262	(365)	6,627
ผลิตเอทานอล	(30)	7	(37)	(17)	(13)	(39)	(21)	(18)
อื่นๆ[7]	978	1,886	(908)	102	876	3,001	1,456	1,545

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 ศักดิ์ไชยสิทธิ์ 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 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 เอนเนอร์ยี่ โซลูชั่นส์ จำกัด และ บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด ตามสัดส่วนการถือหุ้น

2.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

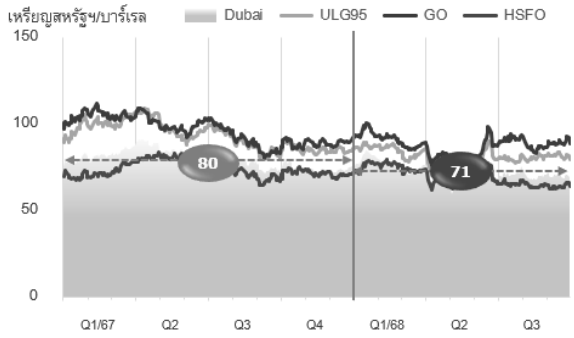
หน่วย: US$/bbl	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai)[1]	70.1	66.9	3.2	78.3	(8.2)	71.3	81.6	(10.3)
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	80.4	78.4	2.0	89.4	(9.0)	81.2	95.7	(14.5)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	86.2	81.1	5.1	91.4	(5.2)	85.8	97.5	(11.7)
น้ำมันดีเซล (GO)	88.8	82.7	6.1	91.9	(3.1)	87.6	98.8	(11.2)
น้ำมันเตา (HSFO)	64.6	68.6	(4.0)	73.0	(8.4)	69.4	74.9	(5.5)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	70.7	71.7	(1.0)	84.6	(13.9)	73.5	86.5	(13.0)
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)	**Q3/68**	**Q2/68**	**+/(-)**	**Q3/67**	**+/(-)**	**9M/68**	**9M/67**	**+/(-)**
Murban[2]	2.3	2.0	0.3	1.3	1.0	2.0	1.4	0.6
Arab Light[3]	2.2	2.0	0.2	2.1	0.1	2.1	2.1	0.0
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ	**Q3/68**	**Q2/68**	**+/(-)**	**Q3/67**	**+/(-)**	**9M/68**	**9M/67**	**+/(-)**
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	10.3	11.5	(1.2)	11.1	(0.8)	9.9	14.0	(4.1)
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	16.1	14.2	1.9	13.1	3.0	14.5	15.8	(1.3)
น้ำมันดีเซล (GO)	18.7	15.8	2.9	13.6	5.1	16.3	17.2	(0.9)
น้ำมันเตา (HSFO)	(5.5)	1.7	(7.2)	(5.3)	(0.2)	(1.9)	(6.7)	4.8
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	0.6	4.8	(4.2)	6.3	(5.7)	2.1	4.9	(2.8)

หมายเหตุ [1] ราคาปิดของน้ำมันดิบดูไบ ณ สิ้น Q3/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนกันยายน 2568 เท่ากับ 70.01 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล, ณ สิ้น Q2/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2567 เท่ากับ 69.3 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล และ ณ สิ้น Q3/67 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนกันยายน 2567 เท่ากับ 73.5 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 Q3/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากความกังวลต่ออุปทานที่มีแนวโน้มตึงตัวจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ตึงเครียดต่อเนื่อง ภายหลังยูเครนโจมตีโรงกลั่นและท่าเรือหลักสำหรับส่งออกน้ำมันของรัสเซียในช่วงปลายไตรมาส ประกอบกับสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปได้ออกมาตรการคว่ำบาตรใหม่ต่อรัสเซียที่เข้มงวดขึ้น เพื่อเพิ่มแรงกดดันให้รัสเซียเข้าสู่การเจรจาสันติภาพกับยูเครน ขณะเดียวกันตลาดยังได้รับแรงหนุนจากทางอุปสงค์ที่ปรับตัวดีขึ้น จากการเร่งนำเข้าสินค้า (Front-loaded demand) ก่อนที่มาตรการภาษีตอบโต้ (Reciprocal tariff) ของสหรัฐฯ จะมีผลบังคับใช้ในเดือนสิงหาคม 2568 นอกจากนี้ สหรัฐฯ ได้ขยายระยะเวลาชะลอภาษีระดับสูงระหว่างสหรัฐฯ และจีนออกไปอีก 90 วัน รวมถึงปรับลดอัตราภาษีนำเข้าต่อประเทศคู่ค้าหลายประเทศภายหลังบรรลุการเจรจาการค้า อีกทั้งได้รับแรงหนุนหลังธนาคารกลางสหรัฐฯ (เฟด) มีมติปรับลดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 0.25 สู่ระดับร้อยละ 4.0 – 4.25 เป็นครั้งแรกในรอบปี เพื่อสนับสนุนการจ้างงาน และกระตุ้นเศรษฐกิจ อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบใน Q3/68 และ 9M/68 ปรับลดลง เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันในปีที่ผ่านมา หลังได้รับผลกระทบจากภาวะเศรษฐกิจที่ชะลอตัวลงจากความไม่แน่นอนทางการค้า ตลอดจนแรงกดดันจากการปรับเพิ่มกำลังการผลิตของกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ซึ่งปรับเพิ่มกำลังการผลิตรวม 2.2 ล้านบาร์เรลต่อวันได้ครบถ้วนภายในเดือนกันยายน 2568

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban กับราคาน้ำมันดิบดูไบ ปรับเพิ่มขึ้นในช่วง Q3/68 เมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 โดยราคา Crude Premium ปรับตัวสูงขึ้นจากเหตุการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิหร่านและอิสราเอลในช่วงเดือนมิถุนายน 2568 รวมถึงความเสี่ยงต่อการปิดช่องแคบฮอร์มุซที่

สร้างความกังวลต่อการหยุดชะงักของอุปทาน ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับราคาน้ำมันดิบดูไบยังอยู่ในระดับแข็งแกร่ง นอกจากนี้ ยังได้รับแรงหนุนเพิ่มเติมจากความต้องการน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางจากอินเดียและจีนที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากมาตรการภาษีของสหรัฐฯ ที่ต้องการกดดันผู้ซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซีย ประกอบกับนโยบายของผู้ค้าน้ำมันรายใหญ่อย่าง ADNOC (Abu Dhabi National Oil Company) ที่ประกาศลดการส่งออก Murban ลงช่วงเดือนกันยายน 2568 ไปจนถึงพฤษภาคม 2569 อยู่ที่ระดับ 100-177 พันบาร์เรลต่อวัน ทำให้อุปทานตึงตัว ในขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban กับราคาน้ำมันดิบดูไบ ในช่วง 9M/68 เทียบกับ 9M/67 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเช่นกัน เนื่องจากความต้องการน้ำมันดิบMurban ในสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ (UAE) เพิ่มขึ้น หลังจาก ADNOC ประกาศนโยบายลดการส่งออก Murban โดยจัดสรรไปยังโรงกลั่นรุเวซ (Ruwais refinery) เมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าที่มีน้ำมัน Murban (light sour crude) สำหรับส่งออกมากกว่า เนื่องจาก ADNOC เก็บน้ำมันUpper Zakum (medium sour crude) ไว้สำหรับกลั่นที่โรงกลั่น Ruwais ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light กับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อยในช่วง Q3/68 เมื่อเทียบกับ Q2/68 เช่นเดียวกับในช่วง Q3/67 ในขณะที่ช่วง 9M/68 คงที่เมื่อเทียบกับ 9M/67 โดย Crude Premium ปรับตัวสูงขึ้นจากผลกระทบของเหตุการณ์ความขัดแย้งระหว่างอิหร่านและอิสราเอล ที่สร้างความกังวลต่อการหยุดชะงักของอุปทาน รวมถึงความเสี่ยงต่อการปิดช่องแคบฮอร์มุซ นอกจากนี้ยังได้รับแรงหนุนจากความต้องการของอินเดียและจีนที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นผลจากมาตรการภาษีของสหรัฐฯ ที่ต้องการกดดันผู้ซื้อน้ำมันดิบจากรัสเซีย รวมถึงการเข้าซื้อน้ำมันดิบเพื่อเติมคลังสำรองน้ำมันแห่งชาติ (Strategic Petroleum Reserve : SPR) ของจีน ซึ่งเน้นซื้อน้ำมันชนิด Medium Sour โดยมีปริมาณสะสมตั้งแต่ต้นปีเกินกว่า 500,000 บาร์เรลต่อวัน จึงเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ราคาปรับตัวสูงขึ้น ในขณะเดียวกัน Crude Premium ยังคงถูกจำกัดหลังกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ปรับเพิ่มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องตั้งแต่เดือนเมษายน 2568 จนถึง กันยายน 2568 รวม 2.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยน้ำมันดิบราว 1 ล้านบาร์เรลต่อวันเป็นน้ำมันดิบชนิด medium sour

ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดูไบใน Q3/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/68 หลังอุปทานน้ำมันเบนซินเพิ่มสูงขึ้นจากการเพิ่มการส่งออกของจีน รวมถึงอุปสงค์น้ำมันเบนซินของสหรัฐฯ อ่อนตัวกว่าที่ตลาดคาดการณ์ก่อนหน้า นอกจากนี้ ส่วนต่างราคาใน Q3/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/67 เช่นเดียวกันกับส่วนต่างราคาใน 9M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/67 หลังความต้องการน้ำมันเบนซินปรับตัวลดลงจากการเติบโตของยอดขายรถยนต์ไฟฟ้า ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และราคาน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 หลังอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปตึงตัวจากโรงกลั่นและโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงานในรัสเซียได้รับความเสียหายจากการถูกโจมตีโดยยูเครน ขณะที่รัสเซียประกาศยกเลิกการส่งออกน้ำมันดีเซล และน้ำมันเบนซิน โดยให้มีผลบังคับใช้จนถึงสิ้นปี 2568 อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาใน 9M/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/67 เนื่องจากนโยบายภาษีทางการค้าสหรัฐฯ ที่กดดันความต้องการใช้น้ำมันในภาคอุตสาหกรรม สำหรับส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับน้ำมันดิบดูไบใน Q3/68 ปรับตัวลดลง เมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 เนื่องจากกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ประกาศเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบ ซึ่งนำไปสู่การผลิตน้ำมันเตากำมะถันสูงเพิ่มมากขึ้นในภูมิภาคตะวันออกกลาง ขณะที่การสิ้นสุดฤดูร้อนในภูมิภาคตะวันออกกลางและเอเชียใต้ ส่งผลให้ความต้องการน้ำมันเตากำมะถันสูงสำหรับการผลิตไฟฟ้าลดลง โดยเฉพาะในประเทศที่ใช้น้ำมันเตากำมะถันสูงเป็นเชื้อเพลิงหลัก เช่น ปากีสถานและอินเดีย อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาใน 9M/68 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/67 หลังอุปทานตึงตัวจากโรงกลั่นในรัสเซียได้รับความเสียหายจากถูกโจมตีโดยยูเครน รวมถึงจีนมีความต้องการน้ำมันเตากำมะถันสูงเพื่อใช้เป็นวัตถุดิบในการกลั่นในช่วง Q3/68 เพิ่มขึ้น ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบใน Q3/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 หลังอุปทานน้ำมันเตากำมะถันต่ำเพิ่มขึ้น เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปขนาดใหญ่ในภูมิภาคแอฟริกาปิดซ่อมบำรุงหน่วยผลิตน้ำมันเบนซิน (Residue Fluid Catalytic Cracking : RFCC) ทำให้มีน้ำมันเตากำมะถันต่ำออกมาสู่ตลาดมากขึ้น ขณะที่ส่วนต่างราคาใน 9M/68 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/67 เช่นเดียวกัน เนื่องจากบราซิลเพิ่มการส่งออกน้ำมันเตากำมะถันต่ำ จากการขยายกำลังการผลิตของโครงการหน่วยผลิตและจัดเก็บลอยน้ำ (Floating Production, Storage and Offloading : FPSO) ขณะที่การประกาศใช้มาตรการ Emission Controlled Areas (ECA)ในทะเลเมดิเตอร์เรเนียนตั้งแต่พฤษภาคม 2568 ทำให้ข้อกำหนดปริมาณกำมะถันในน้ำมันเดินเรือเข้มงวดขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยจำกัดค่ากำมะถันสูงสุดที่ร้อยละ 0.10 สำหรับการเดินเรือในพื้นที่ดังกล่าว ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันเตากำมะถันต่ำลดลง

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น[1] (%)	82%	113%	(31%)	113%	(31%)	103%	110%	(7%)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	227	312	(85)	310	(83)	283	301	(18)
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	3.5	5.2	(1.7)	3.7	(0.2)	4.1	5.4	(1.3)
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	5.8	0.8	5.0	(1.7)	7.5	3.5	4.1	(0.6)

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

Q3/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีการปิดซ่อมบำรุงของ CDU-3 และหน่วยผลิตหลักอื่นๆตามวาระ มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันปรับตัวลดลง สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ราคาน้ำมันดิบดูไบเพิ่มสูงขึ้น ทำให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน ส่งผลให้ EBITDA ปรับตัวดีขึ้น และรับรู้กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

9M/68 เทียบกับ 9M/67 โรงกลั่นมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันลดลง จากราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง ทำให้มี EBITDA ลดลง ส่งผลให้รายงานขาดทุนสุทธิใน 9M/68

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นร้อยละ 82 ปรับลดลง เนื่องจากโรงกลั่นมีการหยุดการเดินเครื่องหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) และหน่วยผลิตหลักอื่นๆ เพื่อตรวจซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ในช่วงเดือนกรกฎาคม – สิงหาคม 2568 โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 81,040 ล้านบาท ลดลง 24,174 ล้านบาท ตามปริมาณการขายที่ลดลง ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 89 Indochina ร้อยละ 6 และส่งออกร้อยละ 5 และกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 3.5 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล ลดลง 1.7 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 2.2 เหรียญสหรัฐฯ ต่อบาร์เรล หรือ 1,508 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 4,171 ล้านบาทใน Q2/68 ส่งผลโรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 2,501 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุน EBITDA 1,081 ล้านบาทใน Q2/68 อีกทั้งใน Q3/68 โรงกลั่นมีกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 363 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 716 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนสุทธิ 3,189 ล้านบาทใน Q2/68 (หากรวมเงินปันผลรับใน Q3/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 6,587 ล้านบาท)

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลงร้อยละ 31 ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 36,782 ล้านบาท ขณะที่ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น ทำให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 1,508 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 5,380 ล้านบาทใน Q3/67 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 2,501 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุน EBITDA 6,501 ล้านบาทใน Q3/67 ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 716 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนสุทธิ 5,122 ล้านบาทใน Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลงร้อยละ 7 ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับลดลง ทำให้มีรายได้จากการขาย 299,117 ล้านบาท ลดลง 69,639 ล้านบาท และมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 4.1 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล ลดลง 1.3 เหรียญสหรัฐฯต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง และมีผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 1,582 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 2,321 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 5,395 ล้านบาท ลดลง 2,913 ล้านบาท ทั้งนี้ มีกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 536 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นมีผลขาดทุนสุทธิ 232 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 2,286 ล้านบาทใน 9M/67 (หากรวมเงินปันผลรับใน 9M/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 7,970 ล้านบาท)

2.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

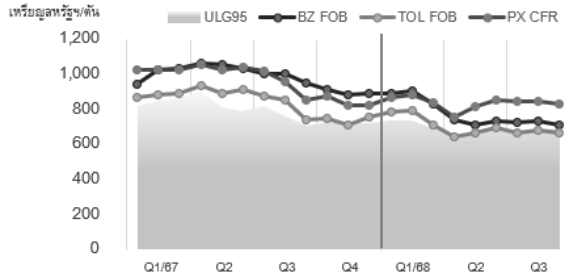
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US$/Ton	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
พาราไซลีน (PX)[1]	839	808	31	942	(103)	836	1,003	(167)
เบนซีน (BZ)[2]	725	727	(2)	987	(262)	776	1,012	(236)
โทลูอีน (TL)[2]	670	667	3	824	(154)	699	874	(175)
ส่วนต่างราคา ULG95	**Q3/68**	**Q2/68**	**+/(-)**	**Q3/67**	**+/(-)**	**9M/68**	**9M/67**	**+/(-)**
พาราไซลีน (PX)	156	142	14	182	(26)	146	190	(44)
เบนซีน (BZ)	42	60	(18)	227	(185)	86	199	(113)
โทลูอีน (TL)	(14)	1	(15)	64	(78)	9	61	(52)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q2/68 เนื่องจากภาษีศุลกากรของสหรัฐฯ ที่มีแนวโน้มผ่อนคลายความตึงเครียดมากยิ่งขึ้น ในขณะที่ราคาสารพาราไซลีนในช่วง Q3/68 ปรับตัวลดลงจาก Q3/67 เช่นเดียวกับราคาสารพาราไซลีนใน 9M/68 และ 9M/67 ตามราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลง ด้านส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 เนื่องจากตลาดได้รับแรงหนุนหลังความต้องการใช้สารพาราไซลีนที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นหลังจากโรงงานผลิตสารปลายน้ำอย่างสารพีทีเอกลับมาจากการปิดซ่อมบำรุง รวมถึงโรงงานผลิตสารพาราไซลีนบางแห่งในเกาหลีใต้และญี่ปุ่นได้มีการหยุดการผลิตชั่วคราว อย่างไรตาม ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/68 เทียบกับ Q3/67 รวมถึงใน 9M/68 เทียบกับ 9M/67 ปรับตัวลดลง จากความเชื่อมั่นของผู้บริโภคที่ยังอยู่ในระดับต่ำ รวมถึงสารโพลีเอสเตอร์คงคลังของจีนที่ยังคงอยู่ในระดับสูง

ราคาสารเบนซีนใน Q3/68 ปรับตัวลดลงจาก Q2/68 และ Q3/67 เช่นเดียวกับ 9M/68 เทียบกับ 9M/67 เนื่องจากความกังวลต่อภาวะเศรษฐกิจจากผลกระทบจากนโยบายภาษีศุลกากรสหรัฐฯ สำหรับส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/68 ปรับตัวลดลงอย่างมากเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 รวมถึง 9M/68 เทียบกับ 9M/67 หลังการส่งออกสารเบนซีนไปยังสหรัฐฯที่ยังไม่คุ้มทุน ประกอบกับอุปสงค์สารเบนซีนที่ยังคงอยู่ในระดับต่ำจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงผลิตสารปลายน้ำ ขณะที่สารเบนซีนคงคลังในจีนที่ยังคงสูงอย่างต่อเนื่อง รวมถึงผลกระทบต่อนโยบายภาษีศุลกากรสหรัฐฯ ที่กดดันอุปสงค์สารเบนซีนเพื่อผลิตเป็นผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป

ราคาสารโทลูอีนใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q2/68 เนื่องจากอุปทานสารโทลูอีนที่ปรับลดลง รวมถึงยังคงมีความต้องการใช้สารโทลูอีนในอินเดียอย่างต่อเนื่อง ขณะที่ราคาสารโทลูอีนใน Q3/68 ปรับตัวลดลงจาก Q3/67 เช่นเดียวกับ 9M/68 เมื่อเทียบกับ 9M/67 ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลง จากความกังวลด้านเศรษฐกิจที่ได้รับผลกระทบจากนโยบายภาษีศุลกากรสหรัฐฯ ด้านส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/68 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 รวมถึง 9M/68 เทียบกับ 9M/67 เนื่องจากตลาดยังคงได้รับแรงกดดันตลาดน้ำมันเบนซินที่อ่อนแอ ส่งผลให้อุปสงค์สารโทลูอีนไปผสมในน้ำมันเบนซินอยู่ในระดับต่ำ

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์[1] (%)	39%	75%	(36%)	83%	(44%)	64%	80%	(16%)
ปริมาณผลิตสารอะโรเมติกส์ (พันตัน)	82	156	(74)	175	(93)	401	500	(99)
Product-to-feed Margin[2] (US$/Ton)	20	40	(20)	65	(44)	44	70	(27)

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

Q3/68 TPX มีอัตราการผลิตลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ ประกอบกับมี Product-to-feed Margin ลดลง จากส่วนต่างราคาสารเบนซีนที่ถูกกดดัน ส่งผลให้มีผลขาดทุน EBITDA และขาดทุนสุทธิ

9M/68 เทียบกับ 9M/67 จากอัตราการผลิตที่ลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ ประกอบกับมี Product-to-feed Margin ลดลง ส่งผลให้ผลให้ EBITDA ลดลง และมีขาดทุนสุทธิ

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด (TPX) มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์อยู่ที่ 39% ปรับลดลง 36% เนื่องจาก มีการหยุดซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) โดย TPX มีรายได้จากการขาย 5,687 ล้านบาท ลดลง 4,728 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายที่ลดลง ประกอบกับส่วนต่างราคาสารเบนซีน สารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TPX มี Product-to-feed Margin 20 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ซึ่งปรับลดลง ทั้งนี้ TPX ยังมีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นในช่วงตรวจซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ ส่งผลให้มีผลขาดทุน EBITDA 165 ล้านบาท ลดลง 360 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 305 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 4 ล้านบาทใน Q2/68

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์ลดลง 44% และมีรายได้จากการขายลดลง 8,420 ล้านบาท ตามปริมาณการขายที่ปรับลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่ปรับลดลง โดย TPX มี Product-to-feed Margin ลดลง 44 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สาเหตุจากส่วนต่างราคาสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลงอย่างมาก จากอุปสงค์ที่อ่อนแอจากผลกระทบจากนโยบายภาษีศุลกากรสหรัฐฯ ส่งผลให้มีผลขาดทุน EBITDA 165 ล้านบาท และมีผลขาดทุนสุทธิ 305 ล้านบาทใน Q3/68 เทียบกับกำไรสุทธิ 269 ล้านบาทใน Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TPX มีรายได้จากการขาย 28,085 ล้านบาท ลดลง 15,818 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายผลิตภัณฑ์ที่ลดลง โดย TPX มี Product-to-feed Margin ลดลง 27 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ 9M/68 TPX มี EBITDA 469 ล้านบาท ลดลง 1,932 ล้านบาท และมีผลขาดทุนสุทธิ 78 ล้านบาทใน 9M/68 เทียบกับกำไรสุทธิ 1,423 ล้านบาทใน 9M/67

ใน Q3/68 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 9,244 ล้านบาท EBITDA 71 ล้านบาท และขาดทุนสุทธิรวม 284 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M/68 มีรายได้จากการขายรวม 42,329 ล้านบาท EBITDA 1,434 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 127 ล้านบาท

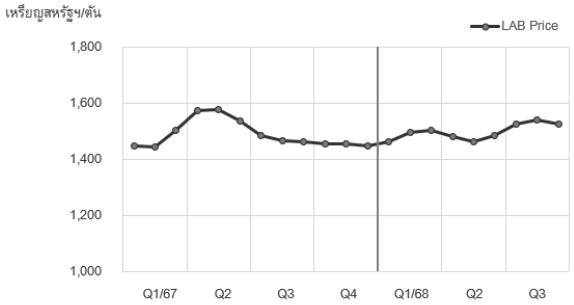
2.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สาร Linear Alkyl Benzene

หน่วย: US$/Ton	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
Linear Alkyl Benzene (LAB)[1]	1,530	1,477	53	1,481	49	1,498	1,503	(5)

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสาร Linear Alkyl Benzene



ราคาสาร LAB ใน Q3/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 ตามราคาวัตถุดิบอย่างน้ำมันอากาศยานที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงผลิตสาร LAB ในจีนและไทย ขณะที่อุปทานจากอินเดียที่คาดการณ์ว่าจะเข้ามาในช่วงกันยายน 2568 ล่าช้าออกไปเป็นช่วงตุลาคม - พฤศจิกายน 2568 ส่งผลทำให้อุปทานสาร LAB ในภูมิภาคตึงตัวขึ้น อย่างไรก็ตามตลาดสาร LAB ยังได้รับแรงกดดันจากอุปสงค์สาร LAB ในอินเดียและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่ชะลอตัวลงเนื่องจากพฤติกรรมการใช้น้ำยาทำความสะอาดที่ปรับลดลงในช่วงฤดูมรสุม (มิถุนายน - กันยายน)

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB [1] (%)	67%	125%	(58%)	125%	(58%)	105%	123%	(18%)
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	20	37	(17)	38	-	95	111	(16)

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

Q3/68 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายที่ปรับตัวลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุง แม้ว่าส่วนต่างราคาสาร LAB ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากอุปทานตึงตัว ส่งผลให้กำไรขั้นต้นลดลง ทำให้ EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

9M/68 เทียบกับ 9M/68 จากอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวดีขึ้น และผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนที่ลดลง ส่งผลให้กำไรสุทธิปรับเพิ่มขึ้น

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตอยู่ที่ 67% ลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 3,723 ล้านบาท ลดลง 1,731 ล้านบาท แม้ว่าส่วนต่างราคาสาร LAB ปรับตัวดีขึ้น จากอุปทานตึงตัว จากปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้กำไรขั้นต้นของสาร LAB ปรับตัวลดลง LABIX รายงาน EBITDA 236 ล้านบาท ลดลง 172 ล้านบาท ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 28 ล้านบาท ลดลง 117 ล้านบาทจาก Q2/68

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB ลดลง ส่งผลให้รายได้จากการขายลดลง 3,046 ล้านบาท และ EBITDA ลดลง 44 ล้านบาท ขณะที่ LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 6 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 144 ล้านบาทใน Q3/67 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 68 ล้านบาท

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 LABIX มีอัตราการผลิต ปริมาณการขาย และราคาขายสาร LAB ลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขายอยู่ที่ 15,108 ล้านบาท ลดลง 4,914 ล้านบาท ขณะที่อัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB ปรับเพิ่มขึ้น ทำให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 51 ล้านบาท ประกอบกับมีผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิลดลง 59 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 90 ล้านบาท

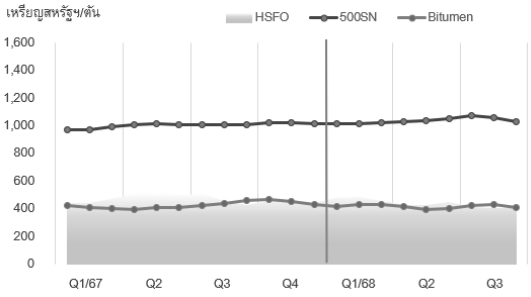
2.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US$/Ton	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
500SN[1]	1,057	1,043	14	1,010	47	1,040	1,001	39
Bitumen[2]	424	407	17	442	(18)	420	421	(1)
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	**Q3/68**	**Q2/68**	**+/(-)**	**Q3/67**	**+/(-)**	**9M/68**	**9M/67**	**+/(-)**
500SN	647	607	40	546	101	599	525	74
Bitumen	14	(29)	43	(22)	36	(21)	(55)	34

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

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคายางมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN ใน Q3/68 ปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 เช่นเดียวกับส่วนต่างระหว่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตา หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 ใน Q3/68 ที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 อย่างไรก็ตาม อุปสงค์น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานยังคงถูกกดดันในช่วงฤดูฝน ประกอบกับความไม่แน่นอนของสภาวะเศรษฐกิจในภูมิภาค นอกจากนี้ ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานและส่วนต่างระหว่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาในช่วง 9M/68 เทียบกับ 9M/67 ปรับเพิ่มขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ยังคงจำกัดอย่างต่อเนื่องจากการเลื่อนเปิดดำเนินการของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และ 3

ราคายางมะตอยในช่วง Q3/68 ปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยเทียบกับราคาน้ำมันเตาในช่วง Q3/68 ปรับสูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/68 และ Q3/67 เช่นเดียวกันกับส่วนต่างราคาในช่วง 9M/68 เทียบกับ 9M/67 ที่ปรับตัวดีขึ้น หลังได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้ในเวียดนามที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับราคาน้ำมันเตาที่เป็นวัตถุดิบที่ปรับลดลง อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ในภูมิภาคยังคงจำกัด จากสภาพอากาศที่ไม่เอื้ออำนวยในช่วงต้นฤดูฝน ทั้งนี้ราคายางมะตอยในช่วง Q3/68 เทียบกับ Q3/67 โดยปรับลดลงตามราคาน้ำมันดิบ

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการผลิต Base Oil [1] (%)	54%	76%	(22%)	86%	(32%)	71%	79%	(9%)
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	36	50	(14)	58	(21)	141	159	(18)
Product-to-feed Margin [2] (US$/Ton)	171	131	41	88	83	138	83	55

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

Q3/68 มีกำลังการผลิตที่ลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุง แม้ว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับลดลง

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 บริษัท ไทยลูบเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิตลดลงจากการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) ทำให้ให้ TLB มีรายได้ 3,797 ล้านบาท ลดลง 1,547 ล้านบาท ขณะที่มี Product-to-feed Margin 171 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน ปรับเพิ่มขึ้น 41 เหรียญสหรัฐฯต่อตัน จากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวดีขึ้น ทำให้ TLB มี EBITDA 643 ล้านบาท ลดลง 158 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 461 บาท ลดลง 132 ล้านบาทจาก Q2/68

9M/68 เทียบกับ 9M/67 จากต่างราคาผลิตภัณฑ์ที่ดีขึ้นส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 TLB มีรายได้จากการขายที่ลดลง 3,064 ล้านบาท ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 83 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ทำให้ TLB มี EBITDA เพิ่มขึ้น 163 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 145 ล้านบาทจาก Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TLB มีรายได้จากการขายลดลง 3,387 ล้านบาท ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน และยางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 55 เหรียญสหรัฐฯ ต่อตัน ทำให้ TLB มี EBITDA ที่เพิ่มขึ้น 1,168 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 932 ล้านบาทจาก 9M/67

2.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

TOP SPP	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	468	570	(102)	516	(48)	1,569	1,634	(65)
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (พันตัน)	717	891	(174)	860	(143)	2,439	2,626	(187)

Q3/68 TOP SPP มีรายได้จากการขายลดลง จากการหยุดซ่อมบำรุงตามแผน ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิลดลง ขณะที่มีการรับรู้ปันผลระหว่างกาลจาก GPSC

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TOP SPP มีรายได้ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยและปริมาณจำหน่ายที่ลดลง ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิลดลง ขณะที่รับรู้ปันผลจาก GPSC มากขึ้น

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 2,295 ล้านบาท ลดลง 727 ล้านบาท จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผน TOP SPPมี EBITDA 540 ล้านบาท ลดลง 298 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 225 ล้านบาท ลดลง 257 ล้านบาท นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนการถือหุ้นร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับระหว่างกาล 141 ล้านบาทใน Q3/68

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 TOP SPP มีรายได้จากการขายลดลง 626 ล้านบาท ตามราคาขายเฉลี่ยที่ลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติที่ปรับลดลง ประกอบกับปริมาณการจำหน่ายที่ลดลงตามความต้องการของลูกค้า TOP SPP มี EBITDA ลดลง 128 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิลดลง 111 ล้านบาท นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของ GPSC ส่งผลให้โดยรับรู้เงินปันผลรับระหว่างกาลมากกว่า 14 ล้านบาทเทียบกับ Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TOP SPP มีรายได้จากการขาย 8,273 ล้านบาท ลดลง 758 ล้านบาท จากราคาขายเฉลี่ยลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ ประกอบกับปริมาณจำหน่ายลดลงตามความต้องการของลูกค้า TOP SPP มี EBITDA 2,141 ล้านบาท ลดลง 131 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 1,116 ล้านบาท ลดลง 129 ล้านบาท จากการที่กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้น GPSC ส่งผลให้รับรู้ปันผลรับ 268 ล้านบาท มากกว่า 17 ล้านบาทเทียบกับ 9M/67

2.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเว้นท์

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการผลิตสารทำละลาย[1] (%)	87%	101%	(14%)	97%	(10%)	92%	93%	(1%)
ปริมาณผลิตสารทำละลาย[1] (พันตัน)	45	53	(8)	52	(6)	148	150	(2)
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	139	145	(6)	148	(8)	424	429	(5)

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

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

Q3/68 จากปริมาณการจำหน่ายและราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวลดลงทั้งไตรมาส ขณะที่อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวดีขึ้นจากการบริหารต้นทุนที่ดี ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

9M/68 เทียบกับ 9M/67 กลุ่มธุรกิจมีรายได้จากการขายลดลง จากปริมาณการจำหน่ายและราคาขายที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมี EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตสารทำละลายอยู่ที่ 87% ลดลง 14% โดยปริมาณจำหน่ายลดลงจากไตรมาสก่อนประมาณ 6 พันตัน และราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงทั้งไตรมาส ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 3,824 ล้านบาท ลดลง 207 ล้านบาท ขณะที่กลุ่มธุรกิจมี EBITDA 254 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 96 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการบริหารต้นทุนที่ดี ประกอบกับการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 34 ล้านบาท ขาดทุนลดลง 38 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 121 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 4 ล้านบาทใน Q2/68

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายลดลง 10% โดยปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ลดลงประมาณ 8 พันตัน ประกอบกับราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 1,274 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กลุ่มธุรกิจมี EBITDA เพิ่มขึ้น 42 ล้านบาท จากค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารที่ลดลง รวมทั้งมีการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินลดลง 62 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิเทียบกับขาดทุนสุทธิใน Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารละลาย 92% มีปริมาณจำหน่ายลดลงประมาณ 5 พันตัน ประกอบกับราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 12,172 ล้านบาท ลดลง 3,014 ล้านบาท กลุ่มธุรกิจมี EBITDA 639 ล้านบาท ลดลง 113 ล้านบาท ประกอบกับการรับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 140 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 101 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 201 ล้านบาท ลดลง 135 ล้านบาท

2.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
HDPE – Naphtha MOPJ[(1)]	332	363	(31)	323	9	338	347	(9)
LLDPE – Naphtha MOPJ[(1)]	351	387	(36)	339	12	367	353	14
PP – Naphtha MOPJ[(1)]	298	353	(55)	315	(17)	325	323	2

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

Q3/68 จากราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวลดลงและรับรู้กำไรพิเศษลดลง ส่งผลให้ TII มีผลขาดทุนสุทธิ

9M/68 เทียบกับ 9M/67 ผลประกอบการของ TII ปรับตัวดีขึ้น จากกำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบ

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 ราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ปรับตัวลดลง จากอุปสงค์ที่ลดลงในช่วงฤดูฝน ขณะที่อุปทานในภูมิภาคเอเชียเพิ่มขึ้นจากการกลับมาดำเนินการของ Long Son ในเวียดนาม และการเริ่มดำเนินการของ Lotte Chemical ในอินโดนีเซีย ประกอบกับ CNOOC Ningbo Daxie ที่เริ่มดำเนินการในจีน ส่งผลให้ใน Q3/68 ส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นสูง (HDPE) ส่วนต่างราคาเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนชนิดความหนาแน่นต่ำเชิงเส้น (LLDPE) และส่วนต่างราคาระหว่างเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PP) เทียบกับแนฟทาปรับตัวลดลง ทำให้ CAP มีขาดทุนสุทธิ 86 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 6,529 ล้านบาทใน Q2/68 เนื่องจาก ใน Q2/68 CAP รับรู้กำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

Q3/68 เทียบกับ Q3/67 อุปทานที่เพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตใหม่ยังคงส่งผลกดดันต่อส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ โดยเฉพาะราคาส่วนต่างเม็ดพลาสติกโพลีโพรพิลีน (PP) กับแนฟทาที่ปรับตัวลดลง แม้ว่าส่วนต่างราคาเม็ดพลาสติกโพลีเอทิลีนกับแนฟทาจะปรับตัวดีขึ้นเล็กน้อย ส่งผล TII มีขาดทุนสุทธิเพิ่มขึ้น 15 ล้านบาท

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 มีกำไรสุทธิ 6,262 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 365 ล้านบาทใน 9M/67 เนื่องจาก CAP รับรู้กำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์

2.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตรากำลังการผลิตของ TET

	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)	9M/68	9M/67	+/(-)
อัตราการผลิตเอทานอล								
- ทรัพย์ทิพย์	58%	66%	(8%)	77%	(19%)	64%	87%	(13%)

Q3/68 TET มีรายได้จากการขายและปริมาณจำหน่ายเอทานอลลดลงขณะที่ต้นทุนผลิตปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA ปรับลดลง และรับรู้ผลขาดทุนสุทธิ

Q3/68 vs Q2/68 (QoQ)

Q3/68 เทียบกับ Q2/68 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) จำนวน 229 ล้านบาท ลดลง 88 ล้านบาท จากราคาจำหน่ายและปริมาณการขายเอทานอลปรับตัวลดลง จากภาวะตลาดที่มีอุปทานส่วนเกิน ขณะที่ต้นทุนการผลิตปรับตัวสูงขึ้น ทำให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นลดลง และมีผลขาดทุน EBITDA 15 ล้านบาท เทียบกับ EBITDA 48 ล้านบาทใน Q2/68 ส่งผลให้ TET มีขาดทุนสุทธิ 30 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 7 ล้านบาทใน Q2/68

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TET มีรายได้ลดลงจาก จากราคาขายและปริมาณการขายเอทานอลที่ลดลง ส่งผลให้ TET มี EBITDA ลดลง และมีผลขาดทุนสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/68 vs Q3/67 (YoY)

เมื่อเทียบกับ Q3/67 TET รับรู้รายได้การขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด ลดลง 245 ล้านบาท เนื่องจากราคาจำหน่ายและปริมาณการขายเอทานอลปรับลดลง ทำให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้นลดลง และมี EBITDA ลดลง 26 ล้านบาท ส่งผลให้ TET มีผลขาดทุนเพิ่มขึ้น 13 ล้านบาทจาก Q3/67

9M/68 vs 9M/67 (YoY)

9M/68 เทียบกับ 9M/67 TET มีรายได้รวม 763 ล้านบาท ลดลง 572 ล้านบาท จากราคาจำหน่ายและปริมาณการขายเอทานอลลดลง จากภาวะอุปทานส่วนเกิน ขณะที่อุปสงค์แก๊สโซฮอล์ E20 ปรับลดลง ทำให้ TET มี EBITDA 39 ล้านบาท ลดลง 55 ล้านบาท ส่งผลให้มีผลขาดทุนสุทธิ 39 ล้านบาท ขาดทุนเพิ่มขึ้น 18 ล้านบาท จาก 9M/67

3. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

3.1 งบแสดงฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: งบแสดงฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 30 กันยายน 2568	ณ 31 ธันวาคม 2567	+/(-)	+/(-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	33,161	39,738	(6,577)	(17%)
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	67,237	72,484	(5,247)	(7%)
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	294,078	296,789	(2,710)	(1%)
รวมสินทรัพย์	**394,476**	**409,010**	**(14,534)**	**(4%)**
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน(1)	73,111	62,487	10,625	17%
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) (2)	116,465	152,073	(35,608)	(23%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	30,184	28,266	1,918	7%
รวมหนี้สิน	**219,760**	**242,826**	**(23,066)**	**(9%)**
ส่วนของเจ้าของ				
ส่วนของบริษัทใหญ่	172,004	163,446	8,557	5%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	2,712	2,739	(26)	(1%)
รวมส่วนของเจ้าของ	**174,716**	**166,185**	**8,531**	**5%**
รวมหนี้สินและส่วนของเจ้าของ	**394,476**	**409,010**	**(14,534)**	**(4%)**

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

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ 30 กันยายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น 394,476 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 จำนวน 14,534 ล้านบาท หรือร้อยละ 4 สาเหตุหลักจาก

- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 6,577 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสดได้มาจากกิจกรรมการดำเนินงาน และเงินสดได้มากิจกรรมการลงทุน จากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) แต่อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดจ่ายจากกิจกรรมจัดหาเงิน จากการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาว การไถ่ถอนหุ้นกู้ และการจ่ายเงินปันผล ประกอบกับเงินลงทุนในสินทรัพย์ทางการเงินระยะสั้นที่ลดลง จากเงินฝากประจำที่เป็นสกุลเงินเหรียญสหรัฐฯลดลง
- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นลดลงจำนวน 5,247 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสินค้าคงเหลือลดลงจำนวน 2,903 ล้านบาท จากราคาน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับลดลง ประกอบกับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน ขณะที่ลูกหนี้การค้าลดลงจำนวน 1,603 ล้านบาท ตามราคาขายเฉลี่ยและปริมาณการขายที่ลดลง รวมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนอื่นลดลงจำนวน 2,710 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการลดลงของที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิ จำนวน 10,069 ล้านบาท จากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) โดยนำมาหักจากมูลค่างานระหว่างก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) ขณะที่เงินลงทุนในบริษัทร่วม

เพิ่มขึ้น 4,473 ล้านบาท จากการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรจากการลงทุนใน PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) จากการที่บริษัทย่อยของ CAP ได้รับรู้กำไรจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจบริษัท Aster Chemical and Energy Pte. Ltd. ในประเทศสิงคโปร์ ประกอบกับสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจำนวน 3,448 ล้านบาท จากการการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำของ การออกแบบวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract)

หนี้สินรวม

ณ วันที่ 30 กันยายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้น 219,760 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 จำนวน 23,066 ล้านบาท หรือร้อยละ 9 สาเหตุหลักจาก

- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลงจำนวน 35,608 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 25,173 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้คืนก่อนกำหนด รวมทั้งเงินกู้ยืมระยะยาวจากสถาบันการเงินรวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 10,256 ล้านบาท จากการจ่ายชำระหนี้ก่อนกำหนด
- หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 10,625 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 11,326 ล้านบาท จากการขยายเครดิตการค้า (ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ขณะที่ภาษีสรรพสามิตค้างจ่ายลดลงจำนวน 1,080 ล้านบาท จากปริมาณการขายที่ปรับลดลง
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 1,918 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินที่เพิ่มขึ้นจำนวน 2,842 ล้านบาท จากการรับรู้มูลค่ายุติธรรม (Fair Value) ของสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราดอกเบี้ยและเงินตราต่างประเทศ ขณะที่หนี้สินตามสัญญาเช่าสุทธิส่วนที่ชำระภายในหนึ่งปีลดลง 906 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการจ่ายชำระคืน

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TS	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐฯ[1]	1,640	-	-	-	72,595	74,234
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	29,484	-	-	-	-	29,484
เงินกู้สกุลเงินบาท	10,242	2,215	-	-	-	12,457
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ[1]	-	-	273	16	-	289
รวม ณ 30 กันยายน 2568	**41,366**	**2,215**	**273**	**16**	**72,595**	**116,465**
รวม ณ 31 ธันวาคม 2567	**56,096**	**1,974**	**345**	**24**	**93,635**	**152,073**
เพิ่ม / (ลด)	**(14,730)**	**241**	**(72)**	**(8)**	**(21,040)**	**(35,608)**

หมายเหตุ (1) รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 กันยายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมทั้งสิ้น 174,716 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,531 ล้านบาทหรือร้อยละ 5 จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2567 สาเหตุหลักมาจากผลการดำเนินงานสุทธิใน 9M/68 จำนวน 12,126 ล้านบาท หักกับเงินปันผลจ่ายจำนวน 3,351 ล้านบาท ขณะที่องค์ประกอบอื่นของส่วนของผู้ถือหุ้นลดลงจำนวน 224 ล้านบาท สาเหตุจากผลต่างอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่างบการเงิน

3.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 30 กันยายน 2568 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 28,072 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 22,337 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	22,715	17,304
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	13,990	22,869
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(37,098)	(43,533)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น / (ลดลง)สุทธิ	**(393)**	**(3,361)**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	29,042	25,572
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	(577)	125
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	**28,072**	**22,337**

ใน 9M/68 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดได้มาจากกิจกรรมดำเนินงาน 22,715 ล้านบาท สาเหตุหลักจากผลกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ 13,823 ล้านบาท และมีรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินลดลง 465 ล้านบาท และมีเงินสดได้มาจากสินทรัพย์และหนี้สินดำเนินงานเพิ่มขึ้น 14,172 ล้านบาท ขณะที่มีการจ่ายเงินภาษีเงินได้สุทธิ 4,816 ล้านบาท ประกอบกับกลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดรับจากกิจกรรมลงทุนจำนวน 13,990 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญาจ้างเหมาทำงานด้านการออกแบบ วิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้าง (EPC Contract) 14,312 ล้านบาท และเงินสดรับจากการลงทุนในสินทรัพย์ทางการเงินระยะสั้น หักด้วยกระแสเงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์ ซึ่งส่วนใหญ่เกี่ยวข้องกับโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project)

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงิน 37,098 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการไถ่ถอนและซื้อคืนหุ้นกู้ก่อนกำหนด 16,827 ล้านบาท ประกอบกับมีการจ่ายคืนเงินกู้ยืมระยะยาวสุทธิ 10,287 ล้านบาท และการจ่ายปันผลให้แก่ผู้ถือหุ้น 3,351ล้านบาท รวมทั้งมีเงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงิน 4,647 ล้านบาท

จากรายการกระแสเงินสดจากกิจกรรมข้างต้น ทำให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินลดลงสุทธิ 393 ล้านบาท จาก 31 ธันวาคม 2567 ทั้งนี้กลุ่มไทยออยล์มีผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยนทำให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดลดลง 577 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด 29,042 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด 28,072 ล้านบาท ณ วันที่ 30 กันยายน 2568

3.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงินสำหรับงวด Q2/68

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	5%	1%	4%	(4%)	9%
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	3%	0%	3%	(5%)	8%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	3%	6%	(3%)	(4%)	6%

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.3	1.5	(0.2)	1.7	(0.4)
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.8	1.0	(0.2)	0.9	(0.1)

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q3/68	Q2/68	+/(-)	Q3/67	+/(-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.3	1.3	(0.1)	1.4	(0.1)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.6	0.6	(0.0)	0.9	(0.3)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.8	0.8	(0.1)	1.0	(0.2)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	1.4	0.7	0.7	(4.2)	5.6
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	44%	46%	(2%)	50%	(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 4 ปี 2568 และปี 2569

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

ราคาน้ำมันดิบใน Q4/68 มีแนวโน้มปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 หลังกลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) มีมติปรับเพิ่มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่อง โดยล่าสุดทางกลุ่มได้มีมติปรับเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบ 1.65 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยเริ่มทยอยปรับเพิ่ม 137,000 บาร์เรลต่อวันในเดือนตุลาคม พฤศจิกายน และธันวาคม 2568 ขณะเดียวกันสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางมีแนวโน้มคลี่คลายลงจากการบรรลุข้อตกลงในการหยุดยิงระหว่างอิสราเอลและกลุ่มฮามาส อย่างไรก็ตาม ตลาดได้รับแรงหนุนจากธนาคารกลางสหรัฐฯ ที่ปรับลดอัตราดอกเบี้ยในช่วงเดือนตุลาคม 2568 และคาดการณ์ว่าอาจปรับลดดอกเบี้ยอีกครั้งในเดือนธันวาคม 2568 ในขณะที่ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์จากสงครามรัสเซียและยูเครนยังคงดำเนินอยู่อย่างต่อเนื่อง ประกอบกับมาตรการคว่ำบาตรจากสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปยังคงสร้างความเสี่ยงต่ออุปทานน้ำมัน

สำหรับแนวโน้มราคาน้ำมันดิบในปี 2569 คาดการณ์ว่ามีแนวโน้มปรับลดลงจากปี 2568 เนื่องจากได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่เข้ามาในตลาดอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะจากผู้ผลิตนอกกลุ่มผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ซึ่งยังคงเป็นผู้ผลิตหลักในตลาดที่มีแนวโน้มขยายกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ผู้ผลิตในกลุ่มโอเปกพลัสประกาศชะลอการเพิ่มกำลังการผลิตในเดือนมกราคม ถึงมีนาคม 2569 เพื่อลดความกังวลด้านอุปทานล้นตลาด ทั้งนี้ ตลาดจับตาแผนการผลิตของกลุ่มโอเปกพลัสอย่างใกล้ชิด ซึ่งหากกลุ่มโอเปกพลัสปรับเพิ่มกำลังการผลิตเพิ่มเติม จะส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบโดยรวมเพิ่มขึ้น สำหรับอุปสงค์น้ำมันดิบในปี 2569 ตลาดคาดการณ์ว่าอัตราการเติบโตของความต้องการน้ำมันจะปรับตัวดีขึ้น โดยคาดการณ์อัตราการเติบโตของความต้องการน้ำมันจะปรับตัวดีขึ้นจาก 1.0 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในปี 2568 เป็น 1.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในปี 2569 ในขณะที่ความเสี่ยงต่ออุปทานน้ำมันจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์จากสงครามระหว่างรัสเซียและยูเครน และมาตรการคว่ำบาตรจากสหรัฐฯ และสหภาพยุโรป ยังคงเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ราคาน้ำมันดิบผันผวนและปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นได้

ภาพรวมของธุรกิจโรงกลั่นในช่วง Q4/68 มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นจาก Q3/68 จากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปยังคงมีแนวโน้มตึงตัวหลังโรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปในรัสเซียยังคงผลิตและส่งออกได้ในระดับจำกัดจากผลกระทบจากการจู่โจมด้วยโดรนของยูเครน ทำให้รัสเซียประกาศระงับการส่งออกน้ำมันเบนซินและดีเซลจนถึงสิ้นปี 2568 ขณะที่จำนวนการปิดตัวของโรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปในสหรัฐฯ และสหภาพยุโรปยังคงมีอยู่อย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ โรงกลั่นขนาดใหญ่ในไนจีเรีย (Dangote) ยังคงดำเนินการผลิตในระดับต่ำ หลังปิดซ่อมบำรุงหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินตั้งแต่เดือนกันยายน 2568 ในขณะเดียวกัน ปริมาณน้ำมันดีเซลคงคลังคาดการณ์ว่าจะยังคงอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี ท่ามกลางความต้องการใช้น้ำมันทำความร้อนที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูหนาว

สำหรับภาพรวมของธุรกิจโรงกลั่นในปี 2569 มีแนวโน้มทรงตัวในระดับที่ดี ใกล้เคียงกับปี 2568 หลังคาดการณ์ว่าอุปทานจากโรงกลั่นใหม่เติบโตสุทธิน้อยกว่าการเติบโตของอุปสงค์ ประกอบกับอุปทานน้ำมันดีเซลตึงตัวจากการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากรัสเซียหลังได้รับผลกระทบจากการถูกโจมตีจากยูเครนอย่างต่อเนื่อง นอกจากนี้ สหภาพยุโรปประกาศคว่ำบาตรน้ำมันสำเร็จรูปที่ผลิตจากน้ำมันดิบจากรัสเซีย โดยมีผลบังคับใช้ในเดือนมกราคา 2569 เป็นต้นไป อย่างไรก็ดี อุปทานน้ำมันเบนซินมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นจากโรงกลั่นใหม่ขนาดใหญ่ในเม็กซิโกที่จะเปิดดำเนินการหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินในปี 2569 ประกอบกับการกลับมาดำเนินการผลิตของโรงกลั่นในไนจีเรียหลังปิดซ่อมบำรุงแล้วเสร็จในช่วงต้นปี 2569

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ตลาดสารพาราไซลีนในช่วง Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับตัวลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ Q3/68 จากความเชื่อมั่นผู้บริโภคของจีนที่ยังค่อนข้างต่ำ ดัชนีผู้จัดการฝ่ายซื้อของจีนที่ยังไม่ฟื้นตัว ความต้องการใช้สารพาราไซลีนเพื่อไปผลิตสารปลายน้ำอย่างพีทีเอที่ยังคงถูกกดดันอย่างต่อเนื่องจากผลกำไรที่อยู่ในระดับต่ำ และยอดค้าผ้าของจีนที่มีแนวโน้มฟื้นตัวช้า แม้ว่าจะยังคงมีความต้องการสารพาราไซลีนจากอุตสาหกรรมปลายน้ำอย่างสารโพลีเอสเตอร์ จากความต้องการใช้เสื้อผ้าในช่วงฤดูหนาว และไม่มีโรงงานผลิตสารพาราไซลีนเปิดใหม่เพิ่มเติม

ในปี 2569 คาดการณ์ว่าตลาดพาราไซลีนจะได้รับปัจจัยสนับสนุนจากอุปสงค์ที่เติบโตซึ่งมากกว่าปี 2568 จากความต้องใช้ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำที่เติบโตอย่างต่อเนื่อง และนโยบายภาษีศุลกากรสหรัฐฯ ที่มีแนวโน้มคลายความกังวลมากขึ้น นอกจากนี้ราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่มีแนวโน้มปรับตัวลดลงจะช่วยสนับสนุนส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 อย่างไรก็ตามยังคงต้องเฝ้าจับตาอุปทานใหม่ที่คาดการณ์ว่าจะเปิดตัวมากกว่าปี 2568 ว่าจะมีการเลื่อนเปิดดำเนินการหรือไม่ ซึ่งหากมีการเลื่อนเปิดดำเนินการจะเป็นปัจจัยที่สนับสนุนต่อตลาดสารพาราไซลีนในปี 2569

ตลาดสารเบนซีนในช่วง Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับตัวลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ Q3/68 ถึงแม้ว่าสารเบนซีนคงคลังในจีนที่ปรับตัวลดลงสะท้อนถึงความต้องการใช้สารเบนซีนในช่วงก่อนปีใหม่เพิ่มเติม แต่ยังคงอยู่ในระดับสูง อุปสงค์สารเบนซีนเพื่อนำไปผลิตสารสไตรีนมอนอเมอร์ที่ยังคงถูกกดดันจากผลกำไรที่ต่ำ และอุปทานสารเบนซีนที่ยังล้นตลาดเอเชียอย่างต่อเนื่อง หลังจากการส่งออกสารเบนซีนไปยังสหรัฐฯ ที่ยังไม่คุ้มค่า รวมทั้งการเปิดทำการใหม่ของโรงงานผลิตสารเบนซีนจากประเทศจีนในช่วงปลาย Q3/68

ในปี 2569 คาดการณ์ตลาดสารเบนซีนจะได้รับแรงหนุนจากอุปทานจากฝั่งเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือที่มีแนวโน้มปรับลดลง รวมถึงการออกมาตรการควบคุมอุปทานส่วนเกินที่มากขึ้นจากประเทศจีนและเกาหลีใต้ ท่ามกลางความต้องการใช้สารเบนซีนในปีหน้าอาจปรับลดลงจากนโยบายภาษีศุลกากรตอบโต้สหรัฐฯ ที่มุ่งเป้ามายังอุตสาหกรรมปลายน้ำของสารเบนซีน โดยปัจจัยดังกล่าวยังคงต้องจับตาอย่างใกล้ชิด

ตลาดสารโทลูอีนในช่วง Q4/68 คาดการณ์ว่าจะปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 จากความต้องการใช้สารโทลูอีนเพื่อนำไปผลิตสารพาราไซลีนยังคงถูกจำกัด จากอุปสงค์ในจีนที่ยังไม่ฟื้นตัว ท่ามกลางอุปทานจากโรงงานผลิตสารโอเลฟินส์บางส่วนในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือที่ยังคงปรับลดลงจากการปิดซ่อมบำรุงอยู่และการเดินเครื่องในระดับต่ำเนื่องจากผลกำไรของสารกลุ่มโอเลฟินส์ยังอยู่ในระดับต่ำ

ในปี 2569 คาดการณ์ตลาดสารโทลูอีนยังได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่มีแนวโน้มลดลงโดยเฉพาะจากฝั่งเอเชียตะวันออกเฉียงเหนือ อย่างจีนและเกาหลีใต้ที่มีการออกนโยบายควบคุมอุปทานส่วนเกิน ท่ามกลางอุปสงค์สารโทลูอีนที่ในการใช้เพื่อเพิ่มออกเทนอาจปรับลดลงตามส่วนต่างราคาของน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง

<u>ภาวะตลาดสาร LAB</u>

ตลาดสาร LAB ใน Q4/68 และ ปี 2569 คาดว่าจะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 หลังถูกกดดันจากอุปทานที่เข้ามาเพิ่มจากโรงผลิตสาร LAB ในอินเดีย คือ โรง Tamilnadu Petroproducts (TPL) ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 40,000 ตัน และ ในจีน คือ โรง Fushun Petrochemical ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 70,000 ตันต่อปีในช่วง Q4/68 ประกอบกับ การเพิ่มกำลังการผลิตในปี 2569 ได้แก่ ซาอุดิอาระเบีย คือ โรง Farabi Petrochemicals ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 160,000 ตันต่อปีในช่วง Q1/69 และ ในอิหร่าน คือ โรง Iran Chemical Industries Investment Company (ICIIC) ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 70,000 ตันในช่วง Q1/69 และ ในจีน คือ โรง Sinopec Jinling Petrochemical ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 50,000 ตันต่อปีในช่วง Q2/69 และ ในอินโดนิเซีย คือ โรง Pt Unggul Indah (UIC) ที่จะเพิ่มกำลังการผลิต 120,000 ตันต่อปีในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 ซึ่งจะกดดันตลาด LAB อย่างไรก็ตามตลาดยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากอุปสงค์ผลิตภัณฑ์ทำความสะอาดในภูมิภาคที่คาดว่าเติบโตอยู่อย่างต่อเนื่องจากความใส่ใจต่อสุขอนามัยที่ยังคงอยู่ในระดับสูง ตลอดจนสภาวะเศรษฐกิจที่ดีขึ้นและสงครามการค้าที่มีแนวโน้มผ่อนคลายมากขึ้นภาวะ

<u>ตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน</u>

ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานใน Q4/68 คาดว่าจะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 จากอุปทานที่มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 ที่สิ้นสุดลง นอกจากนี้ตลาดยังถูกกดดันจากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นกลุ่มที่ 2 ที่มีความหนืดสูง จากโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานในสิงคโปร์ซึ่งจะเริ่มเปิดดำเนินการใน Q4/68 อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้ที่มีแนวโน้มปรับตัวดีขึ้นหลังสิ้นสุดฤดูมรสุม

ในปี 2569 คาดการณ์ว่าราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN รวมถึงส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN และน้ำมันเตามีแนวโน้มอ่อนตัวลงจากปี 2568 หลังตลาดยังได้รับแรงกดดันจากการเปิดดำเนินการของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และ 3 ที่ปรับเพิ่มสูงขึ้นเมื่อ

เทียบกับปี 2568 อย่างไรก็ดี ความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 ในภูมิภาคมีแนวโน้มทรงตัวเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้า หลังยังคงมีอุปสงค์สำหรับน้ำมันเครื่องที่ใช้ในอุตสาหกรรมและเรือขนส่งทางทะเล

ภาวะตลาดยางมะตอย

ประมาณการราคายางมะตอยและส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยใน Q4/68 คาดการณ์ว่ามีแนวโน้มปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/68 หลังตลาดยังคงเผชิญแรงกดดันจากความต้องการใช้ในจีนและอินโดนีเซียที่ยังคงไม่ฟื้นตัว เนื่องจากรัฐบาลของทั้งสองประเทศปรับเปลี่ยนนโยบายการคลังครั้งสำคัญในปีนี้ โดยลดการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้ในภูมิภาคคาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นหลังสิ้นสุดฤดูมรสุม

ในปี 2569 คาดการณ์ว่าราคายางมะตอยมีแนวโน้มปรับลดลง หลังคาดว่าการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานของจีนและอินโดนีเซียจะยังคงอยู่ในระดับต่ำเช่นเดียวกับปี 2568 นอกจากนี้ตลาดยังมีแนวโน้มได้รับแรงกดดันจากเศรษฐกิจที่มีแนวโน้มชะลอตัวลงหลังได้รับผลกระทบจากการดำเนินมาตรการภาษีของรัฐบาลสหรัฐฯ อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากงบประมาณสำหรับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานในประเทศที่มีการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็ว อันได้แก่ เวียดนามและอินเดีย

5. ภาคผนวก

5.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัทฯ และบริษัทในกลุ่มมีงบประมาณสำหรับการลงทุนโครงการในอนาคตที่ได้รับอนุมัติ ตั้งแต่ปี 2568 ถึงปี 2572 เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,736 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยเป็นโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) 1,538 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นของบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 198 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ตามรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนปี 2568 – 2572 ดังแสดงในตารางด้านล่างนี้

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

งบประมาณลงทุน (หน่วยล้านเหรียญสหรัฐฯ)

ข้อมูล ณ เดือนกันยายน 2568

โครงการ		ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ปี 2568-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,583
	ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	54
	การบังคับใช้หลักประกันภายใต้สัญญา EPC	(438)
	การขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน	(661)
รวมงบประมาณลงทุนของโครงการพลังงานสะอาด*		**1,538**
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ		**198**
โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)		
โครงการลงทุนทางด้านโลจิสติกส์และสาธารณูปโภค (เช่น โครงการก่อสร้างสถานีสูบน้ำดิบและท่อส่งน้ำดิบสายใหม่จากอ่างเก็บน้ำบางพระ, โครงการก่อสร้างถังเก็บน้ำมันเตาใหม่ และโครงการปิดคลุมบ่อบำบัดน้ำเสีย)		
รวมงบประมาณของโครงการทั้งหมด		**1,736**

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

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 ทำให้

[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

ต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนการดำเนินงานเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าเพื่อผลักดันให้โครงการ CFP เดินหน้าได้อย่างต่อเนื่องในช่วงดังกล่าว จึงส่งผลให้มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานโครงการเพิ่มขึ้น และทำให้ระยะเวลาการก่อสร้างโครงการ CFP ต้องถูกขยายออกไปจากเดิมที่คาดการณ์ไว้ 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 เพื่อเสริมสร้างการบริหารจัดการ

---

[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

โครงการด้านวิศวกรรม การจัดหา และการก่อสร้างอย่างมีประสิทธิภาพ และให้การสนับสนุนบริษัทฯ ในการบริหารจัดการโครงการในแต่ละระยะจนแล้วเสร็จ 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