

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

**สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 2/2569**

สารบัญ

หน้า

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม.....	2
2. ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง.....	6
2.1 ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ	6
2.2 การจัดหาน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง	6
2.3 ผลกระทบด้านสภาพคล่องและผลประกอบการใน Q2/69	7
2.4 แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง.....	8
2.5 ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยอยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดในช่วงครึ่งหลังของปี 2569.....	10
3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ.....	12
3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน.....	13
3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์.....	16
3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene	18
3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	19
3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า.....	21
3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	22
3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟิน.....	23
3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล	23
4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยอยล์.....	25
4.1 ฐานะการเงิน	25
4.2 งบกระแสเงินสด.....	27
4.3 อัตราส่วนทางการเงิน.....	28
5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาส 3 และไตรมาส 4 ปี 2569.....	29
6. ภาคผนวก.....	32
6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต	32
6.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP).....	32

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 2/2569

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัท และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัท และบริษัทในกลุ่ม

ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต ของกลุ่ม (kbd)	296	314	(18)	313	(17)	305	313	(8)
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม ⁽¹⁾ (US\$/bbl)								
: ธุรกิจการกลั่นน้ำมัน	21.2	12.6	8.5	5.2	16.0	16.8	4.3	12.5
: ธุรกิจผลิตสารอะโรมาติกส์ และสาร LAB	0.8	1.1	(0.4)	0.9	(0.1)	1.0	0.9	0.1
: ธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1.9	1.1	0.9	1.0	1.0	1.5	1.0	0.5
ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	23.9	14.8	9.1	7.0	16.9	19.3	6.2	13.1
รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	11.7	39.9	(28.2)	2.6	9.1	25.9	4.5	21.4

ล้านบาท	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
รายได้จากการขาย	129,709	114,809	14,900	99,086	30,623	244,518	205,356	39,162
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้น จริงสุทธิ ⁽²⁾	(6,476)	290	(6,766)	(10)	(6,466)	(6,186)	59	(6,245)
EBITDA	8,915	31,641	(22,726)	1,278	7,637	40,555	7,741	32,814
กำไร (ขาดทุน) จากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือ ทางการเงิน	5,053	(8,582)	13,635	(621)	5,674	(3,529)	(430)	(3,099)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน ⁽³⁾	(690)	1,978	(2,668)	(384)	(306)	1,289	(304)	1,593
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	37	2,436	(2,399)	2,522	(2,485)	2,473	2,696	(223)
ต้นทุนทางการเงิน	(668)	(683)	15	(982)	314	(1,350)	(1,951)	601
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(2,015)	(4,884)	2,869	(292)	(1,723)	(6,899)	(1,175)	(5,724)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	8,284	19,481	(11,197)	6,476	1,808	27,765	9,979	17,786
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	3.71	8.72	(5.01)	2.90	0.81	12.43	4.47	7.96

กำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมันก่อนภาษี	(10,741)	22,557	(33,298)	(4,171)	(6,570)	11,816	(3,090)	14,906
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี ⁽⁴⁾	3,145	(5,811)	8,956	(492)	3,637	(2,666)	(411)	(2,255)

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ)	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	32.76	31.77	0.99	33.27	(0.51)	32.25	33.72	(1.47)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	33.44	32.99	0.45	32.72	0.72	33.44	32.72	0.72

- หมายเหตุ**
- (1) กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม (Gross Integrated Margin) เป็นกำไรขั้นต้นจากการผลิตรวมของโรงกลั่นไทยออยล์, บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด, บริษัท ลามิกซ์ จำกัด และบริษัท ไทยลูบเบส จำกัด (มหาชน)
 - (2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์
 - (3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q2/69, Q1/69, Q2/68, 6M/69 และ 6M/68 จำนวน (848) ล้านบาท, 1,664 ล้านบาท, (350) ล้านบาท 816 ล้านบาท, และ (274) ล้านบาท ตามลำดับ
 - (4) ประกอบด้วย กลับรายการ (รายการปรับลด) จากการวัดมูลค่าสินค้าน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปให้เท่ากับมูลค่าสุทธิที่จะได้รับ และ กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าน้ำมันสำเร็จรูปคงเหลือตามราคาทุน

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มอยู่ที่ 296 พันบาร์เรลต่อวัน ลดลงจาก Q1/69 เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยการกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 1 (Crude Distillation Unit 1: CDU-1) ขณะที่มียรายได้จากการขาย 129,709 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14,900 ล้านบาทจาก Q1/69 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันอยู่ที่ 23.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 9.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q1/69 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตน้ำมันสำเร็จรูปทุกผลิตภัณฑ์เทียบกับน้ำมันดิบดูไบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลเทียบกับน้ำมันดิบดูไบ เนื่องจากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางหยุดชะงัก จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลให้เส้นทางการเดินเรือบริเวณช่องแคบฮอร์มุซหยุดดำเนินการ ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นหลายแห่งในเอเชียและตะวันออกกลาง ส่งผลให้อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดปรับลดลง
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรมาติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน และสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลง เนื่องจากราคาน้ำมันเบนซิน 95 ซึ่งเป็นวัตถุดิบในการผลิตสารอะโรมาติกส์ปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับอุปสงค์สารพาราไซลีนที่ปรับลดลง จากผู้ผลิตผลิตภัณฑ์ปลายน้ำชะลอการสั่งซื้อและปรับลดกำลังการผลิต ขณะที่ด้านอุปทานสารเบนซีนในภูมิภาคเอเชียอยู่ในระดับสูง เนื่องจากผู้ส่งออกหลักอย่างอินเดียไม่สามารถส่งสารเบนซีนไปยังตะวันออกกลางได้
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากภาวะอุปทานสาร LAB ในภูมิภาคเอเชียตึงตัวเพิ่มขึ้น โดยเฉพาะในอินเดียซึ่งพึ่งพาการนำเข้าสาร LAB จากตะวันออกกลางเป็นหลัก ไม่สามารถนำเข้าสารดังกล่าวได้ อีกทั้งผู้ผลิตรายหนึ่งในอินเดียมีการเลื่อนแผนการเพิ่มกำลังการผลิต LAB จากกำหนดการเดิมในช่วง Q2/69 ออกไปชั่วคราว เนื่องจากการขาดแคลนวัตถุดิบ ประกอบกับอุปสงค์ในเอเชียปรับเพิ่มขึ้นตามฤดูกาลในช่วง Q2/69
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเพิ่มสูงขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัวขึ้น เนื่องจากการปรับลดกำลังการผลิตของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 และ 2 ในภูมิภาค ประกอบกับโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ในกาตาร์ปิดซ่อมบำรุง ซึ่งเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

แม้ว่าใน Q2/69 ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นจาก Q1/69 สาเหตุจากประเด็นความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงดำเนินอยู่อย่างต่อเนื่องในช่วงเดือนเมษายนถึงเดือนพฤษภาคม 2569 ซึ่งเป็นช่วงที่ไทยออยล์มีการสั่งซื้อน้ำมันดิบสำหรับนำเข้ากลั่นใน Q2/69 – Q3/69 โดยเป็นไปตามรอบการจัดหาน้ำมันดิบปกติที่มีการสั่งซื้อล่วงหน้า 1-2 เดือนก่อนการเข้ากลั่น อย่างไรก็ตาม ในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 เหตุการณ์ดังกล่าวมีแนวโน้มคลี่คลาย จากการที่สหรัฐฯ และอิหร่านบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวและลงนามในบันทึกความเข้าใจ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญในช่วงดังกล่าว ทำให้ไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 10,741 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 12.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งปัจจัยนี้สะท้อนความเสี่ยงของการดำเนินงานของโรงกลั่นต่อความผันผวนของราคาน้ำมันดิบที่มีทั้งขึ้นและลง ความผันผวนดังกล่าวอาจจะส่งผลกระทบต่อผลกำไรและขาดทุนจากสต็อกน้ำมันโดยไม่สามารถหลีกเลี่ยงได้ ทั้งนี้ ใน Q2/69 ไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ 6,476 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รายงาน EBITDA ใน Q2/69 จำนวน 8,915 ล้านบาท ลดลง 22,726 ล้านบาทจาก Q1/69 อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากการวัดมูลค่าธุรกรรมเครื่องมือทางการเงิน 5,053 ล้านบาท ขณะที่รับรู้ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน 690 ล้านบาท รวมทั้งใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์มีรายการค่าเผื่อผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด 1,000 ล้านบาท ดังนั้น เมื่อรวมค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 8,284 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 3.71 บาทต่อหุ้น ลดลง 11,197 ล้านบาทจาก Q1/69

ไทยออยล์ยังคงมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานเพื่อให้ประเทศมีน้ำมันใช้อย่างต่อเนื่อง โดยไทยออยล์จำเป็นต้องดำเนินการจัดหาวัตถุดิบ แม้ในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบอยู่ในระดับสูงและมีความผันผวน ทั้งนี้ต้นทุนน้ำมันดิบดังกล่าวจะสะท้อนในผลการ

ดำเนินงานตามรอบการจัดหา ตามรายละเอียดผลกระทบที่มี ระบุไว้ใน ส่วนที่ 2: ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้ง
ในวันออกกลาง

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มลดลง จากการปิดซ่อมบำรุงหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ
ตามแผน ขณะที่มียารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 30,623 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 16.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q2/68
จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวสูงขึ้น จาก
ภาวะอุปทานที่ตึงตัว อันเป็นผลมาจากความขัดแย้งในวันออกกลาง
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนและเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ลดลง เนื่องจากราคา
น้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ส่งผลกดดันต่อส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มขึ้น จากอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัวมากขึ้น อันเป็นผลจากความ
ขัดแย้งในวันออกกลาง
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวเพิ่มขึ้น จากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นในภูมิภาคตึงตัว เนื่องจากการปรับลดกำลังการ
ผลิตและการปิดซ่อมบำรุง อันเป็นผลจากความขัดแย้งในวันออกกลาง

แม้ว่าราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน Q2/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากความขัดแย้งในวันออกกลางในช่วงเดือนเมษายนถึงเดือนพฤษภาคม 2569 แต่
อย่างไรก็ตาม ในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 ความขัดแย้งมีแนวโน้มคลี่คลายลง ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบในช่วงดังกล่าวปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ
ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากสต็อกน้ำมันสุทธิจากการกลั่นรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น 2,933 ล้าน
บาท ประกอบกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงเพิ่มขึ้น 6,466 ล้านบาท จากปัจจัยข้างต้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 7,637 ล้าน
บาท ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 5,674 ล้านบาท ขณะที่รับรู้กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้
ลดลง 2,485 ล้านบาท ส่งผลให้ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 1,808 ล้านบาทจาก Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มลดลง เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผน
ของหน่วยการกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 1 (Crude Distillation Unit 1: CDU-1) ขณะที่มียารายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 39,162 ล้านบาท ตามราคา
น้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 13.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก 6M/68
จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลเทียบกับน้ำมันดิบ
ดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากภาวะอุปทานที่ตึงตัวจากความขัดแย้งในวันออกกลาง
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับลดลง จากราคาน้ำมันเบนซิน 95
ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับอุปทานในภูมิภาคปรับตัวเพิ่มขึ้น
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มขึ้น จากภาวะอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัว อันเป็นผลจากความ
ขัดแย้งในวันออกกลาง

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับเพิ่มสูงขึ้น จากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นในภูมิภาคตั้งตัวจากการปรับลดกำลังการผลิตและการปิดซ่อมบำรุง อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน 6M/69 ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นตามแรงหนุนจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต็อกน้ำมันสุทธิจากรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น 12,651 ล้านบาท เมื่อรวมกับผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริง 6,186 ล้านบาท ส่งผลให้มี EBITDA 40,555 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 32,814 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน 3,529 ล้านบาท ขณะที่รับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 1,289 ล้านบาท ประกอบกับกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 2,473 ล้านบาท ส่งผลให้ใน 6M/69 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 27,765 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,786 ล้านบาทจาก 6M/68

เหตุการณ์สำคัญใน 6M/69

- เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2569 กลุ่มไทยออยล์ดำเนินการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น (Subordinated Perpetual Debentures) สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ จำนวน 600 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยกำหนดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.1 ต่อปี สำหรับช่วง 5 ปี 3 เดือนแรก และภายหลังจากนั้นอัตราดอกเบี้ยจะเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในเอกสารเสนอขายที่เกี่ยวข้อง การออกหุ้นกู้ดังกล่าวได้รับการตอบรับที่ดีจากนักลงทุน โดยมียอดจองซื้อสูงกว่ามูลค่าที่เสนอขายมากกว่า 10 เท่า สะท้อนถึงความเชื่อมั่นของนักลงทุนต่อความแข็งแกร่งด้านเครดิตและฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์ ทั้งนี้ เงินที่ได้รับจากการออกหุ้นกู้ดังกล่าวจะนำไปสนับสนุนโครงการพลังงานสะอาดของกลุ่มไทยออยล์ให้แล้วเสร็จตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น และใช้เสริมสร้างความมั่นคงทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์
- เมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ 2569 กลุ่มไทยออยล์ได้ดำเนินการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ จำนวน 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือคิดเป็นมูลค่าประมาณ 14,951 ล้านบาท เงินสดที่ใช้ในการไถ่ถอนหุ้นกู้ดังกล่าวมาจากเงินสดรับภายใต้โครงการบริหารจัดการสินทรัพย์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (Asset Monetization) ในเดือนธันวาคม 2568 ซึ่งเกี่ยวข้องกับทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐานบางส่วนของบริษัทฯ การชำระคืนหนี้ดังกล่าวเป็นส่วนหนึ่งของกลยุทธ์ทางการเงินของไทยออยล์ ที่มุ่งเสริมสร้างความแข็งแกร่งของฐานะการเงิน ปรับปรุงอัตราส่วนทางการเงินให้ดีขึ้น และลดความเสี่ยงด้านการเงินในระยะยาว
- ตามที่บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ได้แจ้งเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลบริเวณหมู่เรือกลางทะเลหมายเลข 2 (SBM-2) เมื่อวันที่ 6 มิถุนายน 2568 นั้น ซึ่งภายหลังกรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขาชลบุรี ได้มีคำสั่งระงับการใช้การใช้ทุน SBM-2 เป็นการชั่วคราว จนกว่าจะได้ดำเนินการแก้ไขปรับปรุง ตรวจสอบ ยืนยันความมั่นคงและความปลอดภัยของทุนดังกล่าวให้แล้วเสร็จ บัดนี้ กรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขาชลบุรี ได้มีหนังสือแจ้งยกเลิกคำสั่งระงับการใช้ทุน SBM-2 อย่างเป็นทางการแล้ว ส่งผลให้ไทยออยล์สามารถกลับมาใช้งานทุน SBM-2 ตั้งแต่ Q2/69 เป็นต้นไป ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพห่วงโซ่อุปทานน้ำมันดิบของบริษัทฯ
- จากมติที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นประจำปี 2569 เมื่อวันที่ 8 เมษายน 2569 ได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงานปี 2568 ในอัตรา 1.80 บาทต่อหุ้น คิดเป็นจำนวนเงินรวมประมาณ 4,021 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 28 ของกำไรสุทธิประจำปี 2568 ซึ่งจะไปตามนโยบายการจ่ายเงินปันผลของบริษัทฯ ที่กำหนดให้จ่ายเงินปันผลไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของกำไรสุทธิภายหลังการหักทุนสำรองต่าง ๆ ทุกประเภทตามที่กำหนดไว้ในข้อบังคับของบริษัทฯ ทั้งนี้ เมื่อหักเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนแรกของปี 2568 ในอัตรา 0.80 บาทต่อหุ้น แล้วบริษัทฯ จึงคงเหลือเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนหลังของปี 2568 ในอัตรา 1.00 บาทต่อหุ้น ซึ่งจ่ายเมื่อวันที่ 27 เมษายน 2569
- เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2569 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ครั้งที่ 4/2569 มีมติอนุมัติการปรับเพิ่มวงเงินกู้ยืมและวงเงินให้กู้ยืมภายใต้สัญญาการบริบาลยืมและยืมระหว่างกัน (Inter-Company Borrowing & Lending: ICBL) ระหว่างไทยออยล์ และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) โดยปรับเพิ่มวงเงินกู้ยืมของไทยออยล์จาก 2,100 ล้านบาท เป็น 20,000 ล้านบาท และปรับเพิ่มวงเงินให้กู้ยืมแก่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จาก 2,100 ล้านบาท เป็น 3,500 ล้านบาท ซึ่งมีผลบังคับใช้ตั้งแต่วันที่ 2 มิถุนายน 2569 เป็นต้นไป ทั้งนี้การปรับเพิ่มวงเงินดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นและประสิทธิภาพในการบริหารสภาพคล่อง รวมทั้งสะท้อนถึงการสนับสนุนทางการเงินที่แข็งแกร่งจากบริษัทแม่

2. ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

2.1 ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ

จากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน ซึ่งเริ่มตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 และส่งผลให้ช่องแคบฮอร์มุซปิดตัว ทำให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นประมาณร้อยละ 20 ของอุปทานโลกไม่สามารถขนส่งผ่านเส้นทางดังกล่าวได้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมีนาคม - เดือนพฤษภาคม 2569 โดยตลาดสะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) ในราคาน้ำมันดิบที่ใช้อย่างยิ่ง (น้ำมันดิบเบรนท์และดูไบ) และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่ซื้อขายในตลาด อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ดังกล่าวเริ่มคลี่คลายในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 หลังจากที่สหรัฐฯ และอิหร่าน บรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวและลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ส่งผลให้การเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยกลับมาดำเนินการ โดยอุปทานน้ำมันดิบที่คงค้างในอ่าวเปอร์เซียออกสู่ตลาดอย่างรวดเร็ว รวมถึงผู้ผลิตในภูมิภาคเริ่มทยอยเพิ่มกำลังการผลิตและการส่งออกมากขึ้น กดดันราคาน้ำมันดิบให้ปรับลดลงในช่วงปลาย Q2/69 อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2569 ยังคงมีความผันผวนในระดับสูง สถานการณ์ได้เริ่มกลับมาตึงเครียดอีกครั้งหลังอิหร่านประกาศปิดและจำกัดการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซ รวมทั้งความตึงเครียดในทะเลแดงก็ปรับสูงขึ้น ส่งผลให้เรือบรรทุกน้ำมันที่มุ่งหน้ามายังเอเชียหลายลำต้องเปลี่ยนเส้นทางการเดินเรือ ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนและระยะเวลาการขนส่งที่นานขึ้น

ทั้งนี้ แนวปฏิบัติด้านการจัดซื้อน้ำมันดิบสำหรับนำเข้ากลุ่มจะดำเนินการจัดซื้อล่วงหน้า 1-2 เดือน ซึ่งเป็นแนวปฏิบัติปกติของธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันของไทยออยล์ เพื่อให้มั่นใจว่าจะมีวัตถุดิบเพียงพอต่อการผลิตอย่างต่อเนื่อง และมีใช้การเชิงกำไรหรือการบริหารสต็อกเพื่อแสวงหาผลประโยชน์จากความผันผวนของราคาน้ำมันแต่อย่างใด จากแนวทางการจัดซื้อดังกล่าว น้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นของไทยออยล์ใน Q1/69 จึงยังไม่ได้รับผลกระทบจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง เนื่องจากเป็นน้ำมันดิบที่ได้จัดซื้อไว้ล่วงหน้าและอยู่ระหว่างการขนส่ง ซึ่งเป็นช่วงเวลาก่อนการปิดช่องแคบฮอร์มุซ (28 กุมภาพันธ์ 2569) ทั้งนี้ ผลกระทบจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซได้เริ่มส่งผลต่อการนำเข้าน้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 เป็นต้นไป ซึ่งเป็นน้ำมันดิบที่จัดซื้อในช่วงที่สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางเริ่มทวีความตึงเครียด ส่งผลให้ต้นทุนน้ำมันที่นำเข้ากลุ่มใน Q2/69 อยู่ในระดับสูง อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางเริ่มคลี่คลายในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบอ้างอิงในตลาดช่วงดังกล่าวปรับลดลงอย่างรวดเร็ว โดยราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์ในเดือนมิถุนายน 2569 ปรับลดลงจากเดือนพฤษภาคม 2569 ประมาณ 23.7 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และ 22.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ ส่งผลให้ใน Q2/69 ไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากสต็อกน้ำมันจำนวน 10,741 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 12.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งสะท้อนให้เห็นว่า สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนอย่างมาก และจากการจัดซื้อน้ำมันดิบล่วงหน้า 1-2 เดือน ตามลักษณะการดำเนินธุรกิจโรงกลั่น ทำให้ผลประกอบการของกลุ่มไทยออยล์สะท้อนความเสี่ยงของการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน จากความผันผวนของราคาน้ำมันดิบที่มีทั้งขึ้นและลง ซึ่งส่งผลกระทบต่อกำไรและขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน

ภายใต้สถานการณ์ดังกล่าว กลุ่มไทยออยล์มีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้มีปริมาณน้ำมันใช้อย่างต่อเนื่องในช่วงที่ตลาดมีความผันผวนสูง โดยไทยออยล์ได้ร่วมมือกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในการดำเนินการจัดหาปริมาณน้ำมันอย่างต่อเนื่องเพื่อตอบสนองความต้องการใช้น้ำมันในประเทศ และสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงาน แม้ในช่วงที่ไทยออยล์ต้องเผชิญกับผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันจำนวนมาก ไทยออยล์ยังคงรักษาระดับการผลิตและการจัดหาปริมาณให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศอย่างต่อเนื่อง สะท้อนถึงเจตนารมณ์ในการให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงานของประเทศ ควบคู่ไปกับการดำเนินธุรกิจอย่างมีความรับผิดชอบต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย

2.2 การจัดหาปริมาณน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ไทยออยล์ได้ดำเนินการจัดหาปริมาณน้ำมันดิบอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ ภายใต้สถานการณ์ที่มีความผันผวน ช่วงแคบฮอร์มุซถูกปิด และการขนส่งน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ

- ใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์รับน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางคิดเป็นร้อยละ 91 ของปริมาณรับทั้งหมด รองลงมาคือ จากแหล่งในประเทศร้อยละ 6 จากแหล่งตะวันออกไกลร้อยละ 2 และจากแหล่งแอฟริกาตะวันตกร้อยละ 1 ตามลำดับ

- ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์ได้ปรับสัดส่วนการจัดหาน้ำมันดิบอย่างมีนัยสำคัญ โดยลดการพึ่งพาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง และเพิ่มการกระจายการจัดหาจากภูมิภาคอื่น โดยปรับลดน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเหลือเพียงร้อยละ 59 ของปริมาณรับทั้งหมด รองลงมาคือจากแหล่งแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 32 ในประเทศร้อยละ 7 และจากแหล่งตะวันออกไกลร้อยละ 2
- ใน Q3/69 กลุ่มไทยออยล์มีแผนการจัดหาน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 71 เนื่องจากการรับน้ำมันดิบตามสัญญาซื้อขายระยะยาว และการจัดหาจากตลาดจรที่อยู่นอกพื้นที่ความขัดแย้ง รองลงมาคือจากแหล่งแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 24 และแหล่งในประเทศร้อยละ 5

อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ยังคงมีความเสี่ยงและความผันผวนในระดับสูง กลุ่มไทยออยล์จะยังคงติดตามสถานการณ์ตลาดอย่างใกล้ชิด และบริหารจัดการการจัดหาน้ำมันดิบอย่างเหมาะสม เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถจัดหาน้ำมันดิบได้อย่างเพียงพอและตอบสนองต่ออุปสงค์ภายในประเทศได้อย่างต่อเนื่อง

2.3 ผลกระทบด้านสภาพคล่องและผลประกอบการใน Q2/69

- จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ดำเนินอยู่อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ต้นปี 2569 ส่งผลกระทบต่อทั้งอุปทานน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ใน Q2/69 ค่าการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันยังอยู่ในระดับสูง เนื่องจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปยังคงอยู่ในระดับต่ำ จากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางที่หยุดชะงัก ประกอบกับอุปทานที่ลดลงเนื่องจากโรงกลั่นในเอเชียและตะวันออกกลางลดกำลังการกลั่น อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญในเดือนมิถุนายน 2569 ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน ซึ่งกดดันต่อค่าการกลั่นรวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน และส่งผลให้ EBITDA ของธุรกิจโรงกลั่นลดลง 23,643 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ Q1/69
- ในช่วงเดือนเมษายนถึงเดือนพฤษภาคม 2569 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติปรับลดราคาน้ำมันดีเซล ณ โรงกลั่นลง 2-5 บาทต่อลิตร ในช่วงวันที่ 9 เมษายน ถึง 19 พฤษภาคม 2569 เพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชนในช่วงที่ราคาพลังงานโลกมีความผันผวนสูง ทั้งนี้ มาตรการดังกล่าวส่งผลกระทบต่อกระแสเงินสดและรายได้จากการดำเนินงานของกลุ่มไทยออยล์ใน Q2/69 จำนวน 2,299 ล้านบาท
- ณ สิ้นวันที่ 30 มิถุนายน 2569 ไทยออยล์มียอดลูกหนี้ค้างกับกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจำนวน 9,734 ล้านบาท ซึ่งเป็นไปตามกลไกของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่ภาครัฐใช้เป็นเครื่องมือรักษาเสถียรภาพราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงภายในประเทศ
- จากสถานการณ์ความตึงเครียดในภูมิภาคตะวันออกกลาง ไทยออยล์ได้เร่งจัดหาน้ำมันดิบล่วงหน้าเพื่อรักษาความมั่นคงด้านวัตถุดิบ ประกอบกับการเดินเครื่องกลั่นในอัตราเต็มกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่อง ขณะที่การส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปไปยังต่างประเทศมีข้อจำกัดและอุปสงค์ในประเทศที่ปรับลดลงจากช่วง Q1/69 ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังปรับตัวเพิ่มขึ้นเข้าใกล้ระดับสูงสุดที่เกินกว่าระดับที่เหมาะสมต่อการจัดเก็บอย่างปลอดภัย ไทยออยล์จึงพิจารณาบริหารความเสี่ยงด้วยการจำหน่ายน้ำมันดิบส่วนหนึ่งที่ได้จัดซื้อไว้ตามสัญญาล่วงหน้าออกไปตามราคาตลาด ณ ขณะนั้น ซึ่งเป็นการดำเนินการเพื่อรักษาระดับสินค้าคงคลังให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมและปลอดภัย ทั้งนี้ การจำหน่ายน้ำมันดิบดังกล่าวส่งผลให้เกิดผลขาดทุนจากการขายน้ำมันดิบ (Loss on Crude Sales) จำนวน 260 ล้านบาท

2.4 แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ตารางด้านล่างจัดทำขึ้นจากข้อมูลจริงในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนกรกฎาคม 2569 และสมมติฐานของบริษัทฯ ในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม 2569 โดยอ้างอิงจากข้อมูลตลาดและผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจน้ำมัน บนสมมติฐานว่าเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางจะคลี่คลายภายใน Q3/69

หน่วย: US\$/bbl	Q1/69	Q2/69	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569(F)
ราคาน้ำมันดิบดูไบ (Dubai)	86.3	96.1	76.6	74.0	83.3

หน่วย: US\$/bbl	Q1/69	Q2/69	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569 (F)
ค่าการกลั่น					
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของ ไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่ เกี่ยวข้อง	20.1	44.3	36.1	30.6	33.1
หัก Crude Premium ⁽¹⁾ ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(4.6)	(16.9)	(17.5)	(17.3)	(14.1)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(2.9)	(3.6)	(2.8)	(2.7)	(3.0)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล⁽²⁾	12.7	23.8	15.8	10.6	16.0
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น⁽³⁾	-	(2.6)	-	-	(0.9)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	12.7	21.2	15.8	10.6	15.1
กำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมันก่อนภาษี	25.3	(12.2)	(6.9)	(5.5)	0.2
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมัน⁽⁴⁾	38.0	9.0	8.9	5.1	15.3

หน่วย: บาท/ลิตร	Q1/69	Q2/69	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569 (F)
ค่าการกลั่น					
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของ ไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่ เกี่ยวข้อง	4.0	9.1	7.5	6.3	6.8
หัก Crude Premium ⁽¹⁾ ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(0.9)	(3.5)	(3.6)	(3.6)	(2.9)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(0.6)	(0.7)	(0.6)	(0.6)	(0.6)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล⁽²⁾	2.5	4.9	3.3	2.1	3.3
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น⁽³⁾	-	(0.5)	-	-	(0.2)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	2.5	4.4	3.3	2.1	3.1
กำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมันก่อนภาษี	5.1	(2.5)	(1.4)	(1.1)	0.0
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต็อกน้ำมัน⁽⁴⁾	7.6	1.9	1.9	1.0	3.1

หมายเหตุ :

⁽¹⁾ Crude Premium คือ ราคาส่วนต่างของน้ำมันดิบที่เข้ากลั่นเทียบกับน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งสะท้อนความแตกต่างด้านคุณภาพของน้ำมันดิบและสถานะตลาด

⁽²⁾ ค่าการกลั่นตามวิธีการคำนวณของไทยออยล์ เป็นค่าการกลั่นหลังหักค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง โดยประกอบด้วยค่าพรีเมียมน้ำมันดิบตามชนิดน้ำมันดิบที่ซื้อจริง (Crude Premium) ค่าส่วนลดหรือส่วนเพิ่มทางการค้า ค่าขนส่งทางเรือ (Freight) ค่าประกันภัย ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต รวมถึงค่าสาธารณูปโภค

⁽³⁾ มติที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานเห็นชอบปรับลดราคา ณ โรงกลั่น สำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ดังนี้ 1) 9 เมษายน – 23 เมษายน 2569 ปรับลด 2 บาทต่อลิตร 2) 24 เมษายน – 9 พฤษภาคม 2569 ปรับลด 5 บาทต่อลิตร 3) 10 พฤษภาคม – 19 พฤษภาคม 2569 ปรับลด 3 บาทต่อลิตร

⁽⁴⁾ ค่าการกลั่นทางบัญชีของไทยออยล์ ยังไม่ใช้ผลกำไรที่แท้จริงของธุรกิจโรงกลั่น เนื่องจากยังไม่ได้รวม การกลักรายการ (รายการปรับลด) จากมูลค่าสินค้าคงเหลือ น้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป และผลกำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Expenses) ดอกเบี้ยจ่าย (Interest Expenses) และค่าเสื่อมราคา (Depreciation) สำหรับ Q1/69 ไทยออยล์มีค่าใช้จ่ายประมาณ 3.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือประมาณ 0.6 บาทต่อลิตร) ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 1.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.3 บาทต่อลิตร) ดอกเบี้ยจ่าย 0.6 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.1 บาทต่อลิตร) และค่าเสื่อมราคา 1.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร) และใน Q2/69 ไทยออยล์มีค่าใช้จ่ายประมาณ 4.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือประมาณ 0.9 บาทต่อลิตร) ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 1.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.4 บาทต่อลิตร) ดอกเบี้ยจ่าย 0.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร) และค่าเสื่อมราคา 1.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.3 บาทต่อลิตร)

ข้อความสงวนสิทธิ (Disclaimer) เกี่ยวกับข้อมูลประมาณการและการคาดการณ์

- ข้อมูลการคาดการณ์ แนวโน้ม และแบบจำลองที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ จัดทำขึ้นบนพื้นฐานของสมมติฐาน ณ ขณะปัจจุบัน โดยอ้างอิงจากข้อมูลภายในของไทยออยล์ ร่วมกับข้อมูลที่เผยแพร่โดยแหล่งข้อมูลตลาดและสำนักวิจัยต่าง ๆ ซึ่ง ไทยออยล์ได้นำมาประมวลผลวิเคราะห์ และประเมินภายใต้ดุลยพินิจของฝ่ายจัดการ ทั้งนี้ ข้อมูลการคาดการณ์ดังกล่าวจัดทำขึ้นและเปิดเผยเป็นกรณีเฉพาะกิจสืบเนื่องมาจากสถานการณ์ความไม่แน่นอนและความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อสภาวะตลาด ต้นทุนและห่วงโซ่อุปทานในระดับมหภาค โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สาธารณชนได้รับทราบข้อเท็จจริงที่เกี่ยวข้อง และเพื่อให้นักลงทุนได้รับข้อมูลอย่างเท่าเทียมกัน ภายใต้หลักความโปร่งใสในการเปิดเผยข้อมูลของบริษัทจดทะเบียน
- การเปิดเผยข้อมูลการคาดการณ์ในครั้งนี้ มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อช่วยให้นักลงทุนสามารถเข้าใจบริบทและปัจจัยต่าง ๆ ที่มีหรืออาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเปลี่ยนแปลงของกำไรสุทธิที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในไตรมาสที่ 1 และไตรมาสที่ 2 ของปี 2569 ทั้งนี้ ข้อมูลดังกล่าวไม่พึงถือเป็นการยืนยันหรือรับประกันผลการดำเนินงานในอนาคต และผลการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริงอาจแตกต่างจากการคาดการณ์ดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ อันเนื่องมาจากปัจจัยภายนอกและปัจจัยภายในที่อยู่นอกเหนือการควบคุม หรือไม่อาจคาดการณ์ได้ล่วงหน้า
- ข้อมูลที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อวัตถุประสงค์ในการให้ข้อมูลเท่านั้น โดยมีได้มีเจตนาเพื่อชี้แนะตลาดทุน หรือเพื่อจูงใจสนับสนุน หรือชี้แนะการตัดสินใจใด ๆ เกี่ยวกับการลงทุน การซื้อขายหลักทรัพย์ หรือการทำธุรกรรมใด ๆ ทั้งสิ้น และไม่ถือเป็นคำแนะนำในการลงทุน หรือการรับรองผลตอบแทนในอนาคตแต่อย่างใด
- ไทยออยล์ขอเรียนให้ทราบว่าไทยออยล์ไม่รับผิดชอบต่อความเสียหาย ความสูญเสีย และ/หรือค่าใช้จ่ายใด ๆ ไม่ว่าโดยทางตรงหรือทางอ้อม อันเนื่องมาจากการนำข้อมูล การคาดการณ์ หรือข้อสมมติฐานที่ปรากฏในเอกสารนี้ไปใช้ ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน และไม่ว่าความเสียหายนั้นจะเกิดขึ้นแก่บุคคลใดก็ตาม

แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลางปี 2569 ที่รายงานในคำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินประจำ Q2/69 มีความแตกต่างจากรายงานในคำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินประจำ Q1/69 เนื่องจากแบบจำลองดังกล่าวจัดทำในช่วงเดือนพฤษภาคม 2569 โดยใช้ข้อมูลที่เกิดขึ้นจริงในเดือนมกราคมถึงเดือนเมษายน 2569 และสมมติฐานในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนธันวาคม 2569 โดยอ้างอิงจากข้อมูลตลาดและผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจน้ำมันในขณะนั้น และบนสมมติฐานว่าเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางจะคลี่คลายภายในเดือนพฤษภาคม 2569 อย่างไรก็ตาม สถานการณ์จริงเปลี่ยนแปลงไปจากที่ไทยออยล์คาดการณ์ไว้ โดยเหตุการณ์มีแนวโน้มคลี่คลายล่าช้ากว่ากำหนดมาอยู่ในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 ส่งผลให้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โดยเฉลี่ยตลอดทั้ง Q2/69 ยังคงอยู่ในระดับสูง ขณะที่น้ำมันดิบที่ไทยออยล์จัดหาล่วงหน้า 1-2 เดือนมีต้นทุนสูง จึงส่งผลให้เกิดผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันมากกว่าที่เคยประมาณการไว้

ตารางข้างต้นเป็นการจำลองค่าการกลั่นในแต่ละไตรมาสของปี 2569 ซึ่งมีความผันผวนในระดับสูงตามสถานการณ์ตลาด โดยเฉพาะจากความไม่แน่นอนของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ใน Q2/69 ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้นจาก Q1/69 เนื่องจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่ยังอยู่ในระดับต่ำ อย่างไรก็ตาม ใน Q1/69 ต้นทุนน้ำมันดิบของไทยออยล์ยังไม่ได้สะท้อนความเสี่ยงจากภาวะสงครามเนื่องจากได้จัดซื้อไว้ล่วงหน้าก่อนเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางตามแนวทางการดำเนินธุรกิจ ขณะที่ใน Q2/69 ต้นทุนน้ำมันดิบ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยของไทยออยล์ปรับเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งสะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนผลกำไรขาดทุนจากสต็อกน้ำมันใน Q2/69 เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 อย่างไรก็ตาม จากต้นทุนน้ำมันดิบใน Q2/69 ที่อยู่ในระดับสูงซึ่งสะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงครามดังกล่าว ส่งผลให้เกิดผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันตามหลักการทางบัญชี ซึ่งคิดเป็นขาดทุนจากสต็อกน้ำมันจำนวน 10,741 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 12.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ปัจจัยทั้งหมดข้างต้นจึงส่งผลให้ค่าการกลั่นรวมขาดทุนจากสต็อกน้ำมันใน Q2/69 ปรับลดลงจาก Q1/69

ทั้งนี้ ในช่วงครึ่งปีหลัง 2569 ไทยออยล์คาดว่าต้นทุนน้ำมันดิบ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ค่าระวางเรือ และค่าประกันภัยจะยังทรงตัวในระดับสูง จากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ขณะที่ค่าการกลั่นมีแนวโน้มทรงตัวอยู่ในระดับสูงเช่นกัน จากภาวะตลาดน้ำมันสำเร็จรูปที่ยังคงตึงตัว จากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังทั่วโลกที่อยู่ในระดับต่ำ และคาดการณ์ว่าโรงกลั่นในตะวันออกกลางและรัสเซียที่เสียหายจากเหตุการณ์โจมตี ยังไม่สามารถกลับมาดำเนินการได้เต็มกำลังการผลิตภายในปีนี้ ส่งผลให้อุปทานในตลาดฟื้นตัวได้อย่างจำกัด ขณะที่ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกยังคงมีแนวโน้มความผันผวนในระดับสูงจากปัจจัยทางความขัดแย้งในตะวันออกกลาง อย่างไรก็ตาม หาก

สถานการณ์ความขัดแย้งปรับตัวคลี่คลายลง ร่วมกับการฟื้นตัวของกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปกพลัส อาจส่งผลให้แรงกดดันด้านราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงในระยะถัดไป และอาจส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน

ทั้งนี้ ค่าการกลั่นรวมกำไรหรือขาดทุนจากสต็อกน้ำมันไม่ใช่ผลกำไรหรือขาดทุนสุทธิของโรงกลั่น เนื่องจากยังไม่รวมรายการสำคัญหลายส่วน เช่น การกลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป กำไรหรือขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงิน ตลอดจนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้ เป็นต้น

2.5 ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยออยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดในช่วงครึ่งหลังของปี 2569

สำหรับแนวโน้มในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 ไทยออยล์ประเมินว่าสถานการณ์ตลาดยังคงมีความไม่แน่นอนและอาจก่อให้เกิดความผันผวน ส่งผลให้มีปัจจัยเสี่ยงที่ต้องเฝ้าระวัง ดังนี้:

- **ความเสี่ยงจากการรับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน (Stock Loss) ในช่วงครึ่งปีหลังของปี 2569** ไทยออยล์อาจเผชิญความเสี่ยงในการรับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันอย่างต่อเนื่อง หากราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกปรับตัวลดลง เนื่องจากน้ำมันดิบที่เข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นน้ำมันดิบที่มีการจัดซื้อล่วงหน้า 1-2 เดือน โดยทิศทางราคาน้ำมันดิบในระยะถัดไปยังมีความไม่แน่นอนสูง ในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 สถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลางมีแนวโน้มคลี่คลายลง แต่สถานการณ์ดังกล่าวกลับทวีความรุนแรงขึ้นอีกครั้งในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2569 เนื่องจากอิหร่านประกาศปิดและจำกัดการเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซอีกครั้ง รวมถึงความไม่สงบบริเวณช่องแคบบับเอลมันเดบ (Bab el-Mandeb) ส่งผลให้เรือพาณิชย์และเรือบรรทุกน้ำมันจำนวนมากต้องเปลี่ยนเส้นทางการเดินเรือ ซึ่งทำให้ระยะเวลาการเดินเรือ ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยให้ปรับตัวสูงขึ้น

อย่างไรก็ตาม หากสถานการณ์ความตึงเครียดดังกล่าวคลี่คลายลง จนส่งผลให้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซและช่องแคบบับเอลมันเดบ (Bab el-Mandeb) กลับมาดำเนินการได้ตามปกติ อุปทานน้ำมันดิบในตลาดโลกจะมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ซึ่งจะกดดันให้ราคาน้ำมันดิบรวมถึงราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวลดลง ในกรณีดังกล่าว เนื่องจากไทยออยล์มีต้นทุนน้ำมันดิบจากการจัดซื้อล่วงหน้า 1-2 เดือน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ราคายังคงทรงตัวอยู่ในระดับสูงจากความขัดแย้ง จึงอาจส่งผลให้ไทยออยล์มีความเสี่ยงที่จะต้องรับรู้ผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน หลังราคาน้ำมันดิบในตลาดปรับตัวลดลงในภายหลังและจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อผลการดำเนินงานของไทยออยล์

- **ความเสี่ยงด้านสภาพคล่องจากมาตรการภาครัฐ**
 - ผลกระทบจากนโยบายของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ซึ่งมีมติให้ปรับลดราคาน้ำมันดีเซล ณ โรงกลั่นลง 1.4 – 2.4 บาทต่อลิตร ในช่วงวันที่ 9 กรกฎาคม – 15 สิงหาคม 2569 ส่งผลให้กระแสเงินสดและรายได้ของกลุ่มไทยออยล์ลดลงประมาณ 926 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อผลประกอบการของไทยออยล์ใน Q3/69
 - ไทยออยล์มีเงินสดคงค้างจากการขอชดเชยคืนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นจำนวน 9,963 ล้านบาท (ณ วันที่ 6 สิงหาคม 2569) เป็นผลมาจากการที่ภาครัฐใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นเครื่องมือพยุงราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ส่งผลให้กระแสเงินสดของไทยออยล์ลดลง 9,963 ล้านบาท โดยข้อมูลจากอดีตในช่วงสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนมีระยะเวลาปรับคืนเงินชดเชยประมาณ 1-2 ปี

จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้สภาพคล่องของกลุ่มไทยออยล์ลดลงรวมประมาณ 10,889 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลให้เกิดต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นโดยประมาณ 327 ล้านบาทต่อปี ต้นทุนดังกล่าวที่เกิดขึ้นไม่ใช่ต้นทุนจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ และไม่ได้ส่งผ่านในราคาน้ำมันให้เป็นภาระของผู้บริโภค ทั้งนี้ ไทยออยล์จะติดตามสถานการณ์ตลาดอย่างใกล้ชิด และบริหารจัดการสภาพคล่องอย่างรอบคอบ เพื่อรองรับความผันผวนที่อาจเกิดขึ้น

- ความเสี่ยงจากความผันผวนของความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูป ไทยออยล์ยังคงดำเนินการกลั่นด้วยอัตราการใช้กำลังการผลิตในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และเพื่อให้มั่นใจว่ามีอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปเพียงพอรองรับความต้องการใช้ในประเทศ ขณะที่ประมาณการความต้องการใช้น้ำมันดีเซล และน้ำมันอากาศยานภายในประเทศปรับลดลง ประกอบกับข้อจำกัดจากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปบางชนิด ส่งผลให้ไทยออยล์เผชิญความเสี่ยงสำคัญ ดังนี้

- **การเสียโอกาสทางการค้า (Opportunity Loss)** จากข้อจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปบางชนิด ส่งผลให้ไทยออยล์มีข้อจำกัดในการส่งออกไปยังต่างประเทศ ยกเว้นบางประเทศที่ภาครัฐกำหนด อาทิ สเปน, ลาว, เมียนมา, เวียดนาม, ฟิลิปปินส์ และสิงคโปร์ ขณะที่อุปสงค์ในประเทศช่วงครึ่งหลังของปีที่มีแนวโน้มอ่อนตัวลง ส่งผลให้ระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ไทยออยล์จึงมีภาระต้นทุนของการจัดเก็บที่สูงขึ้น และอาจต้องจำหน่ายในราคาที่คาดว่าจะปรับลดลงตามแนวโน้มราคาตลาดล่วงหน้า (Forward Price)
- **ความเสี่ยงต่อการบริหารการผลิต** หากข้อจำกัดด้านการส่งออกยังคงมีอยู่อย่างต่อเนื่อง ควบคู่กับอุปสงค์ในประเทศที่อ่อนตัวเป็นระยะเวลานาน อาจส่งผลให้ความเสี่ยงด้านการบริหารสินค้าคงคลังเพิ่มขึ้น และไทยออยล์จำเป็นต้องพิจารณาปรับลดกำลังการผลิตให้เหมาะสมกับสถานการณ์ เพื่อรักษาระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมตามมาตรฐานด้านความปลอดภัยและรองรับการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ การปรับลดกำลังการผลิตดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อเนื่องในการผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ผลิตภัณฑ์ร่วม และวัตถุดิบสำคัญสำหรับอุตสาหกรรมต่อเนื่อง เช่น LPG, แนฟทา, ก๊าซมะถัน และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีบางชนิด ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความต่อเนื่องของห่วงโซ่อุปทานในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง หากข้อจำกัดดังกล่าวดำเนินต่อเนื่องเป็นระยะเวลานาน

จากปัจจัยความเสี่ยงข้างต้น ส่งผลให้ผลประกอบการครึ่งปีหลังของไทยออยล์จึงมีความไม่แน่นอนสูง ทั้งจากมาตรการภาครัฐ ทิศทางราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกที่อาจส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน และอุปสงค์และอุปทานของน้ำมันสำเร็จรูป ซึ่งความผันผวนดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อทั้งผลประกอบการและสภาพคล่องของไทยออยล์

อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์ให้ความสำคัญกับเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศเป็นพันธกิจหลัก ดังนั้น เพื่อรักษาความต่อเนื่องในการจัดหาและสำรองพลังงานท่ามกลางความผันผวนนี้ กลุ่มไทยออยล์จึงมีความจำเป็นต้องบริหารจัดการสภาพคล่องให้มีประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับผลกระทบด้านลบที่อาจจะเกิดขึ้น และให้ความสำคัญกับการพิจารณาผลการดำเนินงานจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ ควบคู่กับการบริหารต้นทุนและความเสี่ยงอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาความสามารถในการดำเนินธุรกิจ ควบคู่กับการสร้างความสมดุลต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายในระยะยาว

3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
งบการเงินรวม	129,709	114,809	14,900	99,086	30,623	244,518	205,356	39,162
โรงกลั่นน้ำมัน	142,001	121,900	20,101	105,214	36,787	263,901	218,077	45,824
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB ⁽¹⁾	24,065	17,202	6,863	15,553	8,512	41,267	33,085	8,182
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	7,845	5,812	2,033	5,344	2,501	13,657	11,957	1,700
ผลิตไฟฟ้า	3,264	2,669	595	3,022	242	5,934	5,978	(44)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ ⁽²⁾	5,313	4,029	1,284	4,031	1,282	9,341	8,348	993
ผลิตเอทานอล ⁽³⁾	222	259	(37)	317	(95)	481	534	(53)
อื่นๆ ⁽⁴⁾	2,483	2,270	213	1,779	704	4,753	3,458	1,295
EBITDA	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
งบการเงินรวม	8,915	31,641	(22,726)	1,278	7,637	40,555	7,741	32,814
โรงกลั่นน้ำมัน	5,120	28,763	(23,643)	(1,081)	6,201	33,883	2,894	30,989
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	501	912	(411)	603	(102)	1,413	1,362	51
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1,628	853	775	801	827	2,481	1,635	846
ผลิตไฟฟ้า	782	725	57	838	(56)	1,507	1,600	(93)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	995	440	555	158	837	1,434	385	1,049
ผลิตสารโอเลฟิน	(2)	(2)	-	(2)	-	(4)	(5)	1
ผลิตเอทานอล	(4)	39	(43)	48	(52)	35	54	(19)
อื่นๆ	1,162	837	325	32	1,130	1,999	96	1,903
กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
งบการเงินรวม	8,284	19,481	(11,197)	6,476	1,808	27,765	9,979	17,786
โรงกลั่นน้ำมัน	4,841	15,697	(10,856)	(3,189)	8,030	20,538	(947)	21,485
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	(16)	301	(317)	113	(129)	285	412	(127)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1,247	635	612	593	654	1,883	1,222	661
ผลิตไฟฟ้า ⁽⁵⁾	677	379	298	609	68	1,055	1,019	36
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	734	385	349	(4)	738	1,119	80	1,039
ผลิตสารโอเลฟิน ⁽⁶⁾	655	38	617	6,529	(5,874)	693	6,348	(5,655)
ผลิตเอทานอล	(12)	2	(14)	7	(19)	(10)	(9)	(1)
อื่นๆ ⁽⁷⁾	810	2,548	(1,738)	1,886	(1,076)	3,358	2,023	1,335

หมายเหตุ (1) บริษัท ไทยพาราโซลิน จำกัด ถือหุ้นร้อยละ 75 ในบริษัท ลาบี็กซ์ จำกัด ซึ่งประกอบธุรกิจผลิตสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

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

(3) บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด ถือหุ้นตามสัดส่วนในบริษัท ทรพย์ทิพย์ 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) ศูนย์บริหารเงิน (TC) สำหรับบริษัทในกลุ่มไทยออยล์ และบริษัท ท็อป อินฟรา จำกัด จัดตั้งขึ้นเพื่อบริหารจัดการทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐาน ถือหุ้นร้อยละ 51.0

(5) ตั้งแต่วันที่ 7 มิถุนายน 2565 บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) เหลือร้อยละ 10.0 โดยจัดประเภทใหม่เป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น ในช่วงครึ่งปีแรกของปี 2569 ได้รับเงินปันผลสำหรับผลประกอบการในปี 2568 หลังหักปันผลระหว่างการ เป็นจำนวน 268 ล้านบาท เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2569

(6) บริษัท PT TOP Investment Indonesia รวมส่วนแบ่งกำไร / (ขาดทุน) จากการถือหุ้นร้อยละ 15.0 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 และบริษัท ทอสงปีโตรเลียมไทย จำกัด ตามสัดส่วนการถือหุ้น

3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

หน่วย: US\$/bbl	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai) ⁽¹⁾	96.1	86.3	9.8	66.9	29.2	91.2	71.9	19.3
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	125.1	95.9	29.2	78.4	46.7	110.5	81.5	29.0
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	159.0	122.6	36.4	81.1	77.9	140.8	85.6	55.2
น้ำมันดีเซล (GO) ⁽²⁾	159.1	121.7	37.4	82.7	76.4	140.4	87.0	53.4
น้ำมันเตา (HSFO)	98.6	78.2	20.4	68.6	30.0	88.4	71.8	16.6
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	105.5	83.7	21.8	71.7	33.8	94.6	74.9	19.7
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)								
Murban ⁽³⁾	11.5	1.8	9.7	2.0	9.5	6.6	1.9	4.7
Arab Light ⁽⁴⁾	12.5	0.3	12.2	2.0	10.5	6.4	2.1	4.3
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ								
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	29.0	9.6	19.4	11.5	17.5	19.3	9.6	9.7
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	62.9	36.3	26.6	14.2	48.7	49.6	13.7	35.9
น้ำมันดีเซล (GO)	63.0	35.4	27.6	15.8	47.2	49.2	15.0	34.2
น้ำมันเตา (HSFO)	2.5	(8.1)	10.6	1.7	0.8	(2.8)	(0.1)	(2.7)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	9.4	(2.6)	12.0	4.8	4.6	3.4	2.9	0.5

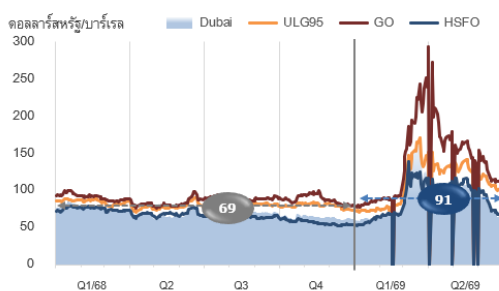
หมายเหตุ ⁽¹⁾ ราคาปิดของน้ำมันดิบดูไบ ณ สิ้น Q2/69 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2569 เท่ากับ 79.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล, ณ สิ้น Q1/69 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2569 เท่ากับ 128.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล, และ ณ สิ้น Q2/68 คัดจากราคาเฉลี่ยเดือนมิถุนายน 2568 เท่ากับ 69.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล

⁽²⁾ ราคาน้ำมันดีเซลอ้างอิงราคา MOPS GO 10 ppm

⁽³⁾ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban (เปรียบเทียบราคาตลาด) คัดจากค่าเฉลี่ยของส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban สำหรับส่งมอบเดือน M กับราคาสัญญาซื้อขายน้ำมันดิบดูไบล่วงหน้าสำหรับเดือน M ที่มีการประกาศในแต่ละวันใน 2 เดือนก่อนหน้า (M-2) ทั้งนี้ เนื่องจากการประกาศโครงสร้างราคาใหม่โดยผู้ผลิต (ADNOC)

⁽⁴⁾ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เป็นราคาประกาศของผู้ผลิต ซึ่งประกาศส่วนต่างราคา เทียบกับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน

กราฟ 1: ราคาของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป



ราคาน้ำมันดิบในช่วง Q2/69 และ 6M/69 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/68 ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนหลักจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงขึ้นในช่วงต้น Q2/69 ส่งผลให้การส่งออกน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางหยุดชะงัก หลังอิหร่านปิดกั้นเส้นทางการขนส่งทางเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซตั้งแต่ช่วงต้นเดือนมีนาคม 2569 ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตน้ำมันดิบของผู้ผลิตในตะวันออกกลาง ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบทั่วโลกตึงตัวขึ้น และ

ปริมาณน้ำมันดิบคงคลังทั่วโลกปรับลดลงเป็นอย่างมาก โดยรายงานของสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานของสหรัฐฯ (EIA) ประจำเดือนกรกฎาคม 2569 ระบุว่า ปริมาณน้ำมันดิบคงคลังทั่วโลกใน Q2/69 ปรับลดลงมากถึง 6.13 ล้านบาร์เรลต่อวัน เมื่อเทียบกับ Q1/69 สู่ระดับ 5.09 ล้านบาร์เรลต่อวัน ซึ่งเป็นระดับต่ำสุดในรอบ 5 ปี ด้านอุปสงค์น้ำมันเริ่มชะลอตัว โดยเฉพาะการนำเข้าน้ำมันดิบของจีนซึ่งเป็นผู้นำเข้าน้ำมันดิบรายใหญ่ที่สุดในโลกปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ หลังมีการทยอยปล่อยน้ำมันดิบเชิงยุทธศาสตร์ (Strategic Petroleum Reserve : SPR) ออกมาใช้ทดแทนการนำเข้าน้ำมันที่ราคาสูง ประกอบกับโรงกลั่นในจีนปรับลดกำลังการผลิตอย่างต่อเนื่องจากนโยบายการจำกัดการส่งออกและอุปสงค์น้ำมันภายในประเทศชะลอตัว ขณะที่ EIA ปรับลดการเติบโตของอุปสงค์น้ำมันโลกใน Q2/69 โดยคาดการณ์ว่าจะปรับลดลง 2.46 ล้านบาร์เรลต่อวันจาก Q1/69 จากผลกระทบของเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัว ภาวะเงินเฟ้อที่ยังอยู่ในระดับสูง และการคงอัตราดอกเบี้ยของธนาคารกลางสหรัฐฯ (Fed) ไว้ในระดับสูงที่ร้อยละ 3.50 – 3.75 ซึ่งกดดันกิจกรรมทางเศรษฐกิจและความต้องการใช้พลังงานในหลายภูมิภาค อย่างไรก็ตาม ในช่วง

ปลาย Q2/69 ราคาน้ำมันดิบปรับลดลงหลังสหรัฐฯ และอิหร่าน บรรลุข้อตกลงหยุดยั้งชั่วคราวและลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) เพื่อหาทางออกร่วมกันในระยะยาว ส่งผลให้การเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยกลับมาดำเนินการอีกครั้ง ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบที่คงค้างในอ่าวเปอร์เซียออกสู่ตลาดอย่างรวดเร็วรวมถึงผู้ผลิตในภูมิภาคเริ่มทยอยเพิ่มกำลังการผลิตและการส่งออกมากขึ้น กดดันราคาน้ำมันดิบในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 ให้ปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญ

ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban และ Arab Light เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q2/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 รวมถึงส่วนต่างราคาน้ำมันดิบในช่วง 6M/69 อยู่ในระดับสูงกว่าช่วง 6M/68 หลังอุปทานน้ำมันดิบใน Q2/69 ดึงตัวอย่างรวดเร็วจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ-อิหร่าน โดยส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban และ Arab Light เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวสูงขึ้นและระดับสูงสุดในช่วงเดือนพฤษภาคม 2569 อย่างไรก็ดี น้ำมันดิบ Murban และ Arab Light สามารถส่งมอบสินค้าได้โดยไม่ต้องผ่านช่องแคบฮอร์มุซ โดยน้ำมันดิบ Murban สามารถส่งมอบสินค้าได้ที่ท่าเรือฟูไจราห์ ขณะที่น้ำมันดิบ Arab Light สามารถส่งมอบสินค้าได้ที่ท่าเรือเมืองยานบู ภายหลังในเดือนมิถุนายน 2569 ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban และ Arab Light ปรับตัวลดลงอย่างมีนัยสำคัญ หลังสหรัฐฯ และอิหร่านลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) และอิหร่านเปิดเส้นทางเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางออกสู่ตลาดมากขึ้น ขณะที่กิจกรรมการซื้อขายจริงยังมีอยู่อย่างจำกัด เนื่องจากความกังวลเกี่ยวกับความไม่แน่นอนในการส่งมอบจริง ประกอบกับโรงกลั่นหลายแห่งได้ลดความเสี่ยงโดยหันไปใช้น้ำมันดิบจากแหล่งอื่นนอกภูมิภาคตะวันออกกลางแทน อย่างไรก็ตาม ระดับส่วนต่างราคาโดยรวมยังคงสูงกว่าช่วงก่อนสงคราม เนื่องจากส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปเมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบยังคงอยู่ในระดับสูง

ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q2/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 6M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 6M/68 หลังอุปทานน้ำมันเบนซินดึงตัวจากการลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นหลายแห่งในภูมิภาคเอเชีย จากภาวะอุปทานน้ำมันดิบดึงตัวหลังการขนส่งน้ำมันดิบผ่านช่องแคบฮอร์มุซหยุดชะงัก ขณะที่หลายประเทศประกาศจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านการจัดหาพลังงานภายในประเทศ ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังทั่วโลกปรับลดลง โดยเฉพาะในสหรัฐฯ ซึ่งอุปสงค์น้ำมันเบนซินยังคงแข็งแกร่งในช่วงฤดูกลางฤดูร้อน ส่งผลให้มีปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังต่ำกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลังเฉลี่ย 5 ปี (2564-2568)

ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และราคาน้ำมันดีเซลกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q2/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 6M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 6M/68 หลังการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางหยุดชะงักจากความขัดแย้งบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นหลายแห่ง และการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปในหลายประเทศ โดยเฉพาะในจีน ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลคงคลังทั่วโลกปรับลดลงอย่างรวดเร็ว และระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี (2564-2569) นอกจากนี้ ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลยังได้รับแรงหนุนจากการปรับลดการส่งออกน้ำมันจากรัสเซีย หลังโรงกลั่นหลายแห่งได้รับความเสียหายจากการโจมตีด้วยโดรนของยูเครน ส่งผลให้รัสเซียออกมาตรการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพื่อรักษาเสถียรภาพอุปทานภายในประเทศ

ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูง และน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q2/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 เช่นเดียวกับ ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน 6M/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 6M/68 เนื่องจากอุปทานน้ำมันเตาดึงตัวมากขึ้น หลังปริมาณน้ำมันเตาคลังที่สิงคโปร์อยู่ต่ำกว่าค่าเฉลี่ยย้อนหลัง 5 ปี (2564-2568) ประกอบกับการหยุดชะงักของอุปทานน้ำมันเตาจากรัสเซีย หลังโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและโรงกลั่นหลายแห่งได้รับความเสียหายจากการโจมตีด้วยโดรนของยูเครน นอกจากนี้ ความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในตะวันออกกลางและเอเชียใต้ปรับเพิ่มสูงขึ้นตามการใช้ไฟฟ้าในช่วงฤดูร้อน อย่างไรก็ดี ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วง 6M/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 6M/68 เนื่องจากอุปสงค์น้ำมันเตาภาคขนส่งทางทะเลชะลอตัวลงในช่วงที่เกิดความตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ส่งผลให้กิจกรรมการขนส่งและการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงของเรือขนส่งน้ำมันลดลง นอกจากนี้ การปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับน้ำมันดิบดูไบถูกกดดัน

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น ⁽¹⁾ (%)	107%	113%	(6%)	113%	(6%)	110%	113%	(3%)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	295	312	(17)	312	(17)	304	311	(7)
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US\$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	21.2	12.7	8.5	5.2	16	17.0	4.3	12.7
: รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน	9.0	38.0	(27.0)	0.8	8.2	23.6	2.7	20.9

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

ใน Q2/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นจากผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง อย่างไรก็ตามจากราคาน้ำมันที่ปรับลดลงในช่วงปลาย Q2/69 ส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสต็อกน้ำมันส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิลดลงจาก Q1/69

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 โรงกลั่นมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น เนื่องจากทั้งราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น และทำให้โรงกลั่นรายงานกำไรสุทธิใน 6M/69

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นร้อยละ 107 เปลี่ยนแปลงจาก Q1/69 ลดลงเล็กน้อย จากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนหน่วยการกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 1 (Crude Distillation Unit 1: CDU-1) โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 142,001 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 20,101 ล้านบาท ตามราคาขายที่เพิ่มขึ้น ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 86 Indochina ร้อยละ 4 และส่งออกร้อยละ 10 อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน 21.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 8.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q1/69 สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น หลังอุปทานตึงตัวจากผลกระทบของความขัดแย้งในตะวันออกกลางรวมถึงการปิดซ่อมแคบฮอร์มุซ นอกจากนี้ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวลดลงในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 ส่งผลให้มีขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 12.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล หรือ 10,741 ล้านบาท เทียบกับกำไรจากสต็อกน้ำมัน 22,557 ล้านบาทใน Q1/69 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 5,120 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 4,841 ล้านบาท ลดลงจาก Q1/69

(หากรวมเงินปันผลรับใน Q2/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 11,069 ล้านบาท)

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลงเล็กน้อย แต่จากราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 36,787 ล้านบาท ประกอบกับส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้น แม้ว่าโรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 6,570 ล้านบาทจาก Q2/68 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA เพิ่มขึ้น 6,201 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 8,030 ล้านบาท

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นลดลงร้อยละ 3 เนื่องจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผน แต่จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 263,901 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 45,824 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต็อกน้ำมัน 17.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 12.7 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวสูงขึ้นจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางและการปิดซ่อมแคบฮอร์มุซ ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นหลายแห่ง และการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปในหลายประเทศ นอกจากนี้โรงกลั่นมีกำไรจากสต็อกน้ำมัน 11,816 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากสต็อกน้ำมัน 3,090 ล้านบาทใน 6M/68 ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA

33,883 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30,989 ล้านบาท และโรงกลั่นมีผลกำไรสุทธิ 20,538 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 947 ล้านบาทใน 6M/68

(หากรวมเงินปันผลรับใน 6M/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 26,916 ล้านบาท)

3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

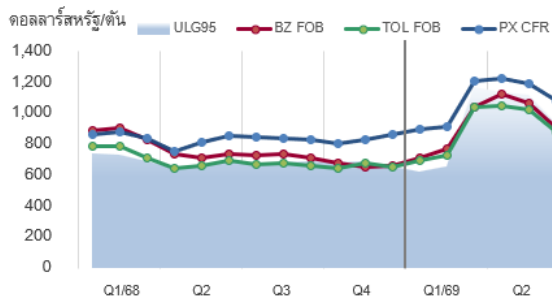
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US\$/Ton	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
พาราไซลีน (PX) ⁽¹⁾	1,165	1,006	159	808	357	1,085	835	250
เบนซีน (BZ) ⁽²⁾	1,032	842	190	727	305	937	801	136
โทลูอีน (TL) ⁽²⁾	982	819	163	667	315	901	714	187
ส่วนต่างราคา ULG95	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
พาราไซลีน (PX)	102	190	(88)	142	(40)	146	141	5
เบนซีน (BZ)	(31)	26	(57)	60	(91)	(3)	108	(111)
โทลูอีน (TL)	(81)	4	(85)	1	(82)	(38)	21	(59)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 กับ Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหลักจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันดิบ อันเป็นผลมาจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ได้ทวีความรุนแรงมากขึ้น ส่งผลให้การขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซซึ่งเป็นเส้นทางเดินเรือสำคัญของโลกเกิดการหยุดชะงักและสร้างความกังวลต่ออุปทานพลังงานในตลาดโลก อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 กับ Q2/68 ปรับตัวลดลง จากแรงกดดัน

ของราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าการปรับเพิ่มขึ้นของราคาสารพาราไซลีน ประกอบกับความต้องการสารพาราไซลีนที่ปรับตัวลดลงหลังผู้ผลิตผลิตภัณฑ์ปลายน้ำชะลอการสั่งซื้อและทำการปรับลดกำลังการผลิต เนื่องจากต้นทุนวัตถุดิบที่อยู่ในระดับสูง ขณะที่ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากอานิสงค์ความต้องการใช้ที่เพิ่มขึ้นในช่วงต้นปี (มกราคม-กุมภาพันธ์ 2569) หลังอินเดียยกเลิกมาตรการการบังคับและรับรองคุณภาพสำหรับสินค้านำเข้า (BIS) ซึ่งเอื้อต่อการส่งออกของจีนและประเทศผู้ส่งออกรายอื่น อย่างไรก็ตาม ค่าเฉลี่ยของส่วนต่างราคาใน 6M/69 ยังถูกจำกัดจากแรงกดดันของราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ราคาสารเบนซีนใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้นซึ่งสอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นในช่วงที่เกิดความไม่สงบบริเวณตะวันออกกลาง จากความขัดแย้งด้านภูมิรัฐศาสตร์ซึ่งส่งผลต่อเส้นทางการเดินเรือที่สำคัญบริเวณช่องแคบฮอร์มุซ ในขณะที่ส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับลดลงอย่างมาก จากแรงกดดันของราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าราคาสารเบนซีน ประกอบกับอุปทานในภูมิภาคเอเชียที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น หลังผู้ส่งออกหลักอย่างอินเดียไม่สามารถส่งออกสารเบนซีนไปยังตะวันออกกลางได้ตามปกติจากการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ จึงหันมาระบายผลิตภัณฑ์เข้าสู่ตลาดเอเชีย โดยเฉพาะในจีน ขณะที่ความต้องการใช้สารเบนซีนเพื่อผลิตสไตรีนมอนอเมอร์ (SM) ในจีนยังอ่อนแอ ส่งผลให้ส่วนต่างราคาสารเบนซีนถูกกดดันอย่างต่อเนื่อง

ราคาสารโพลีเอทิลีนใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ซึ่งสอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นในช่วงที่เกิดความไม่สงบบริเวณตะวันออกกลาง จากความขัดแย้งด้านภูมิรัฐศาสตร์ซึ่งส่งผลกระทบต่อเส้นทางการเดินเรือที่สำคัญอย่างช่องแคบฮอร์มุซ ในขณะที่ส่วนต่างราคาสารโพลีเอทิลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q2/68 เทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับลดลงอย่างมาก จากแรงกดดันของราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่าราคาสารโพลีเอทิลีน ประกอบกับความต้องการใช้สารโพลีเอทิลีนเพื่อการผลิตสารกลุ่มอะโรเมติกส์ที่ชะลอตัว เนื่องจากต้นทุนวัตถุดิบที่อยู่ในระดับสูง แม้ว่าตลาดจะยังได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้สารโพลีเอทิลีนเพื่อเพิ่มค่าออกเทนของน้ำมันเบนซินที่ปรับตัวขึ้นตามราคาน้ำมันเบนซินก็ตาม

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
อัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์ ⁽¹⁾ (%)	67%	73%	(6%)	75%	(8%)	70%	77%	(7%)
ปริมาณการผลิตสารอะโรเมติกส์ (พันตัน)	139	151	(12)	156	(17)	290	319	(29)
Product-to-feed Margin ⁽²⁾ (US\$/Ton)	24	58	(34)	40	(16)	43	49	(6)

หมายเหตุ (1) เทียบกับกำลังการผลิตติดตั้ง (Nameplate Capacity) ที่ 838,000 ตันต่อปี (สารพาราไซลีน 527,000 ตันต่อปี, สารเบนซิน 259,000 ตันต่อปี, สารมีกซ์ไซลีน 52,000 ตันต่อปี)

(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

ใน Q2/69 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงจากส่วนต่างสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี EBITDA ลดลงจากไตรมาสก่อน และรับรู้ขาดทุนสุทธิ

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงจากการปรับตัวลดลงของส่วนต่างราคาสารเบนซินและสารโพลีเอทิลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด (TPX) มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์อยู่ที่ร้อยละ 67 ปรับลดลง เนื่องจากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องภายในกลุ่มไทยออยล์ (TOP Group Optimization) โดยใน Q2/69 TPX มีรายได้จากการขาย 13,695 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,920 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่สูงขึ้นแม้ว่าปริมาณการขายจะลดลง ด้านส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลัก ได้แก่ สารพาราไซลีน สารเบนซิน สารโพลีเอทิลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ลดลงอย่างมากเมื่อเทียบกับ Q1/69 ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin 24 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ลดลง 34 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ส่งผลให้ TPX มีผลขาดทุน EBITDA 116 ล้านบาท ลดลง 566 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 284 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 126 ล้านบาทใน Q1/69 (หากรวมเงินปันผลรับใน Q2/69 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 576 ล้านบาท TPX มีกำไรสุทธิ 292 ล้านบาท)

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์ลดลง ในขณะที่มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 3,280 ล้านบาท ตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่สูงขึ้น แม้จะปริมาณการขายจะลดลง ด้านส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซิน สารโพลีเอทิลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวลดลง ทำให้มี Product-to-feed Margin ลดลง 16 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ส่งผลให้ EBITDA ลดลง 311 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 284 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 4 ล้านบาท ใน Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 TPX มีรายได้จากการขาย 25,470 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,072 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่สูงขึ้นแม้ว่าปริมาณการขายจะลดลง อย่างไรก็ตามจากส่วนต่างราคาสารเบนซินและสารโพลีเอทิลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ Product-to-feed Margin ลดลง 6 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และมี EBITDA 335 ล้านบาท ลดลง 300 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 158 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 227 ล้านบาทใน 6M/68

(หากรวมรายได้จากเงินปันผลจาก LABIX จำนวน 576 ล้านบาท TPX มีกำไรสุทธิ 418 ล้านบาท)

ทั้งนี้ ใน Q2/69 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 24,065 ล้านบาท EBITDA 501 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 16 ล้านบาท สำหรับ 6M/69 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์มีรายได้จากการขายรวม 41,267 ล้านบาท EBITDA 1,413 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 285 ล้านบาท

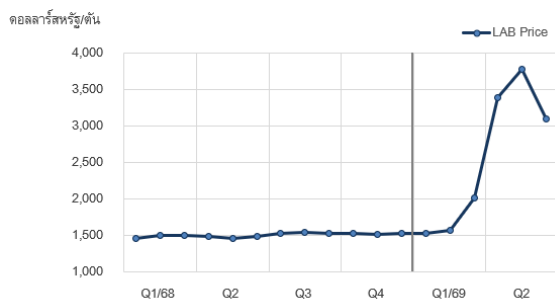
3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สาร Linear Alkyl Benzene

หน่วย: US\$/Ton	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
Linear Alkyl Benzene (LAB) ⁽¹⁾	3,422	1,706	1,716	1,477	1,945	2,564	1,480	1,084

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด



ราคาสาร LAB ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 Q2/68 และ 6M/69 เทียบกับ 6M/68 ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหนุนจากราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันอากาศยานและสารเบนซินที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยยะสำคัญตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ อันเป็นผลมาจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซที่ยืดเยื้อ ส่งผลให้อุปทานสาร LAB ในภูมิภาคเอเชียตึงตัวขึ้นอย่างมาก โดยเฉพาะในอินเดียซึ่งพึ่งพาการนำเข้าสาร LAB จากผู้ผลิตในตะวันออกกลางเป็นหลัก นอกจากนี้ ในช่วง Q2/69 ยังเป็นช่วงฤดูกาลที่ภูมิภาค

เอเชียมีความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาดที่สูงที่สุดของปี ประกอบกับผู้ผลิตในอินเดีย (TPL) มีการเลื่อนแผนการเพิ่มกำลังการผลิตจากกำหนดการเดิมในช่วง Q2/69 ออกไปชั่วคราว เนื่องจากการขาดแคลนวัตถุดิบ ส่งผลให้ราคาสาร LAB ปรับตัวสูงขึ้นแตะระดับสูงสุดเป็นประวัติการณ์

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB ⁽¹⁾ (%)	118%	125%	(7%)	125%	(7%)	122%	125%	(3%)
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	35	37	(2)	37	(2)	72	74	(2)

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

ใน Q2/69 จากสถานการณ์ระดับราคาสาร LAB ที่สูงขึ้น ประกอบกับค่าเงินบาทที่อ่อนค่า ส่งผลให้ผลประกอบการของ LABIX ปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 จากสถานการณ์ส่วนต่างราคาขายต่อวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB ปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตามจากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้ LABIX มีรายได้จากการขาย 10,774 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,080 ล้านบาท และมี EBITDA 616 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 154 ล้านบาท แม้ว่าใน Q2/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิลดลง 15 ล้านบาท ทำให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 357 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 123 ล้านบาทจาก Q1/69

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 LABIX มีอัตราการผลิตลดลง อย่างไรก็ตามปริมาณการขายมีการปรับตัวเพิ่มขึ้น และจากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้ LABIX มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น

และค่าเงินบาทที่อ่อนค่า
ส่งผลให้ผลการดำเนินงาน
ปรับตัวเพิ่มขึ้น

5,320 ล้านบาท ประกอบกับส่วนต่างราคาขายต่อวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 208 ล้านบาท นอกจากนี้ ใน Q2/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 16 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 29 ล้านบาทใน Q2/68 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 212 ล้านบาทเทียบกับ Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 LABIX มีอัตราการผลิตราย ลดลง อย่างไรก็ดี ปริมาณการขายมีการปรับตัวเพิ่มขึ้น และจากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายอยู่ที่ 16,467 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,082 ล้านบาท ประกอบกับส่วนต่างราคาขายต่อวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น ทำให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 350 ล้านบาท และนอกจากนี้ ใน 6M/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 47 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 26 ล้านบาทใน 6M/68 ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 344 ล้านบาทเทียบกับ 6M/68

3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

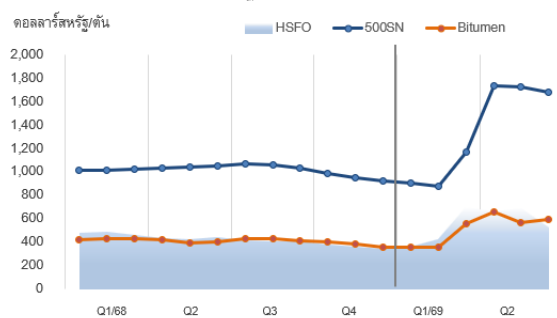
ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US\$/Ton	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
500SN ⁽¹⁾	1,716	985	731	1,043	673	1,350	1,031	319
Bitumen ⁽²⁾	607	426	181	407	200	516	417	99
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)	6M/69	6M/68	+ / (-)
500SN	1,090	489	601	607	483	789	575	214
Bitumen	(20)	(70)	50	(29)	9	(45)	(39)	(6)

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

(2) ราคา Bitumen อ้างอิงราคา FOB Singapore

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคาขายมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN และส่วนต่างระหว่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาใน Q2/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 เช่นเดียวกับราคาในช่วง 6M/69 ที่ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วง 6M/68 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่มีแนวโน้มตึงตัวขึ้นจากการปรับลดกำลังการผลิตของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 และกลุ่มที่ 2 ในภูมิภาคเอเชียหลังวัตถุดิบซึ่งใช้ในการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานได้รับผลกระทบจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ประกอบกับตลาดได้รับแรงหนุนจากการที่โรงผลิตน้ำมันหล่อลื่น

พื้นฐานกลุ่มที่ 3 ในกาตาร์ ซึ่งคิดเป็นกว่าร้อยละ 14 ของอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ต้องหยุดดำเนินการเพื่อซ่อมบำรุงเป็นระยะเวลา 1 ปี หลังได้รับผลกระทบจากการโจมตีของอิหร่าน ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 และ 2 ในการเข้ามาทดแทนการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 เพิ่มขึ้น

ราคาขายมะตอยและส่วนต่างราคาขายมะตอยกับน้ำมันเตาใน Q2/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ Q2/68 เช่นเดียวกับราคาในช่วง 6M/69 ที่ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วง 6M/68 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากการส่งออกของอิหร่านที่อยู่ในภาวะตึงตัว ซึ่งเป็นผลกระทบจากความตึงเครียดในตะวันออกกลาง เนื่องจากอิหร่านถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาค อย่างไรก็ดี ตลาดยังคงได้รับแรงกดดันจากความต้องการใช้ยางมะตอยในภูมิภาคที่ปรับลดลงหลังราคาขายมะตอยในภูมิภาคปรับเพิ่มสูงขึ้นกว่าร้อยละ 42.5 เมื่อเทียบกับ Q1/69 ส่งผลให้ผู้รับเหมาโครงการภายในภูมิภาคชะลอการก่อสร้างโครงการต่างๆ ออกไปก่อน

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q2/69	Q1/69	+/(-)	Q2/68	+/(-)	6M/69	6M/68	+/(-)
อัตราการผลิต Base Oil ⁽¹⁾ (%)	80%	88%	(8%)	76%	4%	84%	79%	5%
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	53	58	(5)	50	3	111	105	6
Product-to-feed Margin ⁽²⁾ (US\$/Ton)	236	129	107	131	105	180	135	45

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

(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์หารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

ใน Q2/69 TLB มีอัตราการผลิตของ Base oil ที่ลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/69 แต่จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลักกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ P2F EBITDA และกำไรสุทธิ เพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ 6M/69 กับ 6M/68 TLB มีรายได้เพิ่มขึ้น และจากส่วนต่างของส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่เพิ่มสูงขึ้น ส่งผลให้ P2F EBITDA และกำไรสุทธิ เพิ่มขึ้น

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 บริษัท ไทยลูปเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิต Base oil อยู่ที่ร้อยละ 80 ลดลงจาก Q1/69 เนื่องจากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องภายในกลุ่มไทยออยล์ (TOP Group Optimization) และมีรายได้จากการขายรวม 7,845 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,033 ล้านบาท จากราคาผลิตภัณฑ์หลักทยอยปรับสูงขึ้นหลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่ตึงตัวในภูมิภาค และจากส่วนของส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 236 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ซึ่งเพิ่มขึ้น 107 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และมี EBITDA 1,628 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 775 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ทำให้ TLB มีกำไรสุทธิ 1,247 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 612 ล้านบาทจาก Q1/69

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 TLB มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 2,501 ล้านบาท โดย TLB มีส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์และน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยเฉพาะอย่างยิ่งในกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน เนื่องจากแรงกดดันจากอุปทานที่ตึงตัว ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 105 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และทำให้ TLB มี EBITDA เพิ่มขึ้น 827 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 654 ล้านบาทจาก Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 TLB มีรายได้จากการขาย 13,657 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,700 ล้านบาท จากราคาเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มสูงขึ้น อีกทั้งส่วนของส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่เพิ่มสูงขึ้นในกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน โดยมีสาเหตุหลักมาจากอุปทานที่ตึงตัว จึงส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 45 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ส่งผลให้มี EBITDA 2,481 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 846 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 1,883 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 661 ล้านบาท

3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

	Q2/69	Q1/69	+/(−)	Q2/68	+/(−)	6M/69	6M/68	+/(−)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	559	547	12	570	(11)	1,106	1,102	4
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (พันตัน)	865	859	7	891	(26)	1,724	1,722	2

ใน Q2/69 TOP SPP มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำเพิ่มขึ้น รวมถึงราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้น ตามราคาก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์ได้รับเงินปันผลจากการถือหุ้นใน GPSC จำนวน 268 ล้านบาท

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 TOP SPP มีรายได้ลดลง ตามทิศทางการแข็งค่าของอัตราแลกเปลี่ยน รวมถึงต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 3,264 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 595 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่ปรับสูงขึ้น ตามปริมาณความต้องการของลูกค้าและราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ แม้ว่าต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้น ตามทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกที่สูงขึ้น อันเป็นผลจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 782 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 57 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 409 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 30 ล้านบาทจาก Q1/69 ทั้งนี้ ใน Q2/69 สิทธิประโยชน์ทางภาษีตามบัตรส่งเสริมการลงทุน (BOI) ของโครงการส่วนขยาย (TOPSPP Expansion) ได้ครบกำหนดระยะเวลาการได้รับสิทธิประโยชน์แล้ว

ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นใน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับ 268 ล้านบาท ตามมติที่ประชุมสามัญผู้ถือหุ้นของ GPSC เมื่อวันที่ 1 เมษายน 2569 ซึ่งได้อนุมัติการจ่ายเงินปันผลประจำปี จากผลประกอบการในปี 2568

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 TOP SPP มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 242 ล้านบาท สาเหตุจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่จากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่ปรับลดลง ตามปริมาณความต้องการของลูกค้า ขณะที่ต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA ลดลง 56 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิลดลง 73 ล้านบาทจาก Q2/68

ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับโดยรับรู้เงินปันผลรับ 268 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 141 ล้านบาทจาก Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 TOP SPP มีรายได้จากการขาย 5,934 ล้านบาท ลดลง 44 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากการแข็งค่าของอัตราแลกเปลี่ยน ส่งผลให้ราคาจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำต่อหน่วยผลิตปรับตัวลดลง ขณะที่ราคาต้นทุนน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้นตามต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตา ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการดำเนินการเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 1,507 ล้านบาท ลดลง 93 ล้านบาทจาก 6M/68 และมีกำไรสุทธิ 787 ล้านบาท ลดลง 105 ล้านบาทจาก 6M/68

ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี จำกัด (มหาชน) ("GPSC") ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับ 268 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 141 ล้านบาทจาก 6M/68

3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเวนท์

	Q2/69	Q1/69	+/(−)	Q2/68	+/(−)	6M/69	6M/68	+/(−)
อัตราการผลิตรายการละลาย ⁽¹⁾ (%)	81%	119%	(37%)	101%	(20%)	100%	95%	5%
ปริมาณผลิตรายการละลาย ⁽¹⁾ (พันตัน)	44	63	(20)	54	(10)	107	101	6
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	119	149	(30)	145	(26)	268	285	(17)

หมายเหตุ (1) ผลิตรายการละลายโดยบริษัท ศักดิ์ไชยสิทธิ์ จำกัด (บริษัท ท็อปเน็กซ์ อินเทอร์เน็ต เนชั่นแนล จำกัด (เดิมชื่อบริษัท ท็อป โซลเวนท์ จำกัด) ถือหุ้นร้อยละ 80.52)

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

ใน Q2/69 กลุ่มธุรกิจมีราคาขายเฉลี่ยจะปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ แม้ว่ากำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินปรับลดลง ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 กลุ่มธุรกิจมีราคาขายเฉลี่ยจะปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตรายการละลายอยู่ที่ร้อยละ 81 ลดลงร้อยละ 37 ตามอุปสงค์และปริมาณจำหน่ายที่ปรับตัวลดลงจาก Q1/69 ในขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมาก ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 5,313 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,284 ล้านบาท และมี EBITDA 995 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 555 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 45 ล้านบาท ลดลง 70 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 734 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 349 ล้านบาท จาก Q1/69

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตรายการละลายลดลงร้อยละ 20 ประกอบกับมีปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ลดลง ขณะที่ด้านราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,282 ล้านบาท และมี EBITDA เพิ่มขึ้น 837 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินเทียบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินใน Q2/68 ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 738 ล้านบาท

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบกับ 6M/68 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตรายการละลายเพิ่มขึ้นร้อยละ 5 โดยที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ แม้ว่าปริมาณจำหน่ายลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 9,341 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 993 ล้านบาท และมี EBITDA 1,434 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,049 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 159 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 106 ล้านบาทใน 6M/68 ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 1,119 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,039 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ 6M/68

3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟิน

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟิน

	Q2/69	Q1/69	+/(−)	Q2/68	+/(−)	6M/69	6M/68	+/(−)
HDPE – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	525	324	201	363	162	425	342	100
LLDPE – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	464	307	157	387	77	386	374	78
PP – Naphtha MOPJ ⁽¹⁾	437	285	152	353	84	361	339	76

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

ใน Q2/69 ราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์ที่ได้รับแรงหนุนจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ทำให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรสุทธิเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68 TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรสุทธิลดลง จากการรับรู้กำไรพิเศษจากการซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นในสิงคโปร์ของ CAP ใน 6M/68

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 ราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินยังคงปรับตัวสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จากอุปทานที่ตึงตัวจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ราคาวัตถุดิบที่เพิ่มขึ้นทำให้ราคาผลิตภัณฑ์ปรับตัวสูงขึ้นในระยะสั้น ถึงแม้ว่าการส่งออกจากจีนและพฤติกรรมผู้บริโภคที่ชะลอการซื้อสินค้ามีผลต่อการจำกัดการเพิ่มขึ้นของราคา ส่งผลให้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์เทียบกับแนฟทาปรับตัวสูงขึ้น ใน Q2/69 TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรใน CAP เพิ่มขึ้น และมีกำไรสุทธิ 655 ล้านบาท กำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 617 ล้านบาทจาก Q1/69

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

Q2/69 เทียบกับ Q2/68 ราคาส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซ อย่างไรก็ตามใน Q2/68 CAP มีการรับรู้กำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์ ทำให้ TII มีกำไรสุทธิลดลง 5,874 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ผลการดำเนินงาน 6M/69 TII มีกำไรสุทธิ 693 ล้านบาท ลดลง 5,655 ล้านบาทจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน เนื่องจาก CAP รับรู้ผลกำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์

3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตราค่าลังการผลิตของ TET

	Q2/69	Q1/69	+/(−)	Q2/68	+/(−)	6M/69	6M/68	+/(−)
อัตราการผลิตเอทานอล (%)								
- ทรัพย์สิน	42%	96%	(54%)	66%	(24%)	69%	66%	3%

ใน Q2/69 TET มีรายได้จากการขายลดลงจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลที่ปรับตัวลดลง รวมถึงต้นทุนการผลิตที่เพิ่มขึ้น

Q2/69 vs Q1/69 (QoQ)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q1/69 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์สิน จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) 222 ล้านบาท ลดลง 37 ล้านบาท จากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลลดลงเนื่องจากมีแผนการซ่อมบำรุงใน Q2/69 ในขณะที่ต้นทุนปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวลดลง และส่งผลให้มีผลขาดทุน EBITDA 4 ล้านบาท เทียบกับ EBITDA 39 ล้านบาทใน Q1/69 ทั้งนี้ TET ได้รับเงินปันผลจาก บริษัท อุบล ไปโอ เอทานอล จำกัด (มหาชน) (UBE) เป็นจำนวนเงิน 7.4 ล้านบาท ทำให้ใน Q2/69 TET มีผลขาดทุนสุทธิ 12 ล้านบาท เทียบกับผลกำไรสุทธิ 2 ล้านบาทใน Q1/69

เนื่องจากมีแผนซ่อมบำรุง
ส่งผลให้ TET มีผลขาดทุน
EBITDA และมีผลขาดทุน
สุทธิ

เมื่อเทียบ 6M/69 กับ 6M/68
TET มีรายได้ลดลง จาก
ปริมาณการจำหน่ายที่
ปรับตัวลดลง ประกอบกับ
การกลักรายการมูลค่าสินค้า
คงเหลือที่ปรับตัวลดลง ส่งผล
ให้ EBITDA และกำไรสุทธิ
ลดลง

Q2/69 vs Q2/68 (YoY)

ใน Q2/69 เทียบกับ Q2/68 TET รับรู้รายได้จากการขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด ลดลง 95 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลลดลง ด้านราคาขายเอทานอลที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ต้นทุนที่ปรับลดลง ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวดีขึ้น แต่เนื่องจากการกลักรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TET มี EBITDA ลดลง 52 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิลดลง 19 ล้านบาทจาก Q2/68

6M/69 vs 6M/68 (YoY)

ใน 6M/69 เทียบ 6M/68 TET มีรายได้รวม 481 ล้านบาท ลดลง 53 ล้านบาทจาก 6M/68 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลลดลง จากปัจจัยราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น อันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลางทำให้การใช้ใช้น้ำมันน้อยลง ส่งผลให้ปริมาณการใช้เอทานอลเพื่อผสมในน้ำมันเบนซินพื้นฐานลดลง ประกอบกับการกลักรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TET มี EBITDA 35 ล้านบาท ลดลง 19 ล้านบาท และรายงานผลขาดทุนสุทธิ 10 ล้านบาท ขาดทุนมากขึ้น 1 ล้านบาทจาก 6M/68

4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

4.1 ฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: ฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 30 มิถุนายน 2569	ณ 31 ธันวาคม 2568	+ / (-)	+ / (-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	47,964	68,601	(20,637)	(30%)
สินทรัพย์หมุนเวียน	97,256	61,698	35,558	58%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	307,467	296,985	10,482	4%
รวมสินทรัพย์	452,687	427,284	25,403	6%
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน ⁽¹⁾	83,066	89,213	(6,148)	(7%)
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) ⁽²⁾	98,469	113,157	(14,688)	(13%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	27,743	31,882	(4,139)	(13%)
รวมหนี้สิน	209,278	234,252	(24,974)	(11%)
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ส่วนของบริษัทใหญ่	202,587	171,953	30,634	18%
หุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น	19,425	-	19,425	100%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	21,397	21,079	318	2%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	243,408	193,032	50,377	26%
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	452,687	427,284	25,403	6%

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

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น จำนวน 452,687 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 25,403 ล้านบาท หรือร้อยละ 6 สาเหตุหลักจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 35,558 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้นจำนวน 18,462 ล้านบาท จากราคาเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปคงคลังเพิ่มสูงขึ้น และลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นจำนวน 9,694 ล้านบาท สาเหตุหลักจากอัตราเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 6,861 ล้านบาท เนื่องจากราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเฉลี่ยเพิ่มขึ้น และผลกระทบด้านอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 10,482 ล้านบาท สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 7,187 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) สู้ราคาจากการด้อยค่าสินทรัพย์และค่าเสื่อมราคา และเงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นจำนวน 2,480 ล้านบาท จากส่วนแบ่งกำไรจากเงินลงทุนที่รับรู้ใน 6M/69 และจากการแปลงมูลค่าเงินลงทุนในบริษัทร่วมที่เพิ่มขึ้น อันเป็นผลจากการอ่อนค่าของเงินบาท รวมทั้งสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 2,313 ล้านบาท จากราคาหุ้น GPSC และ UBE ที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น

- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 20,637 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดที่ลดลงจำนวน 14,770 ล้านบาท สอดคล้องกับกระแสเงินสดใช้ไปในการดำเนินงานเพิ่มขึ้น เนื่องจากมีเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital) ใช้ไปในระหว่างงวดเพิ่มขึ้น ตามราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น และมีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมการลงทุน สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) รวมทั้งกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจากการไถ่ถอนหุ้นกู้ก่อนกำหนด รวมถึงการจ่ายเงินปันผลและจ่ายต้นทุนทางการเงิน แม้ว่าในระหว่าง 6M/69 จะมีกระแสเงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น (Perpetual Bond) นอกจากนี้ เงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 5,867 ล้านบาท จากการลดลงของเงินฝากประจำ (Fixed Deposit) ภายหลังเงินฝากครบกำหนดอายุ

หนี้สินรวม

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้นจำนวน 209,278 ล้านบาท ลดลงจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 24,974 ล้านบาท หรือร้อยละ 11 สาเหตุหลักจาก

- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลง 14,688 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 14,277 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐบางส่วนก่อนกำหนด รวมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน
- หนี้สินหมุนเวียนลดลงจำนวน 6,148 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากเจ้าหนี้การค้ำลดจำนวน 12,600 ล้านบาท จากปริมาณการจัดซื้อน้ำมันดิบที่ลดลง ประกอบกับการใช้เงินขยายเครดิตทางการค้า (Extended Credit Term: ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่ลดลง แม้ว่าราคาน้ำมันดิบจะปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้นจำนวน 5,062 ล้านบาท จากการบันทึกภาษีเงินได้นิติบุคคลตามผลการดำเนินงาน 6M/69 รวมถึงหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้นจำนวน 1,864 ล้านบาท จากการรับรู้มูลค่ายุติธรรมของสัญญาอนุพันธ์ด้านสินค้าโภคภัณฑ์และสัญญาซื้อขายอัตราแลกเปลี่ยนล่วงหน้า
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นลดลง 4,139 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากหนี้สินจากอนุพันธ์ทางการเงินลดลงจำนวน 3,977 ล้านบาท จากการรับรู้ผลต่างมูลค่ายุติธรรมของสัญญาป้องกันความเสี่ยงทางการเงิน

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TX	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ ⁽¹⁾	1,691	-	-	-	56,625	58,316
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	28,086	-	-	-	-	28,086
เงินกู้สกุลเงินบาท	9,744	2,077	-	-	-	11,821
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ ⁽¹⁾	-	-	242	5	-	247
รวม ณ 30 มิถุนายน 2569	39,521	2,077	242	5	56,625	98,469
รวม ณ 31 ธันวาคม 2568	39,681	2,215	259	10	70,992	113,157
เพิ่ม / (ลด)	(160)	(138)	(17)	(5)	(14,367)	(14,688)

หมายเหตุ (1) รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินตราต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมจำนวน 243,408 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 50,377 ล้านบาท จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 โดยมีสาเหตุหลักจากกำไรสะสมเพิ่มขึ้น 27,765 ล้านบาทจากผลการดำเนินงานใน 6M/69 ประกอบกับการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น (Perpetual Bond) และการบันทึกดอกเบี้ยค้างจ่ายของตราสารดังกล่าว รวมเป็นจำนวนทั้งสิ้น 19,424 ล้านบาท ซึ่งได้รับการจัดประเภทเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นตามมาตรฐานการบัญชี

4.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 47,798 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์ (งบการเงินเฉพาะกิจการ) มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 39,779 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	(8,992)	(11,949)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	(4,417)	1,552
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(2,980)	(7,601)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	(16,388)	(17,999)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	62,568	56,607
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	1,618	1,171
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	47,798	39,779

ใน 6M/69 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 8,992 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จำนวน 35,960 ล้านบาท ประกอบกับรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 10,228 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงานถูกหักด้วยเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital) ที่เพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 53,260 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น และมีเงินสดใช้ไปในการจ่ายภาษีเงินได้สุทธิจำนวน 1,921 ล้านบาท ขณะเดียวกัน กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 4,417 ล้านบาท โดยมีเงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์จำนวน 10,975 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) แม้ว่ากลุ่มไทยออยล์มีเงินสดรับจากการลดลงของเงินฝากประจำ (Fixed Deposit) จำนวน 6,000 ล้านบาท จากเงินฝากครบกำหนดอายุ

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 2,980 ล้านบาท เนื่องจากมีการไถ่ถอนหุ้นกู้ก่อนกำหนดจำนวน 15,176 ล้านบาท และมีเงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 2,642 ล้านบาท และเงินปันผลจ่ายจำนวน 2,234 ล้านบาท แม้ว่าใน 6M/69 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายหุ้น (Perpetual Bond) จำนวน 18,979 ล้านบาท

จากกิจกรรมข้างต้น ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิลดลงเป็นจำนวน 16,388 ล้านบาท ขณะที่การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนส่งผลให้เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 1,618 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวดจำนวน 62,568 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือรวมทั้งสิ้นจำนวน 47,798 ล้านบาท ณ วันที่ 30 มิถุนายน 2569

4.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงิน (งบการเงินรวม)

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	7%	28%	(21%)	1%	6%
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	11%	25%	(14%)	0%	11%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	6%	16%	(9%)	6%	-

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.6	1.4	0.2	1.5	0.1
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.9	1.0	(0.1)	1.0	(0.1)

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q2/69	Q1/69	+ / (-)	Q2/68	+ / (-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.9	1.0	(0.1)	1.3	(0.5)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.3	0.2	0.1	0.6	(0.3)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.5	0.5	(0.0)	0.8	(0.4)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	13.4	46.4	(33.0)	1.3	12.0
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	32%	33%	(1%)	46%	(13%)

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

5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาส 3 และไตรมาส 4 ปี 2569

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

ราคาน้ำมันดิบใน Q3/69 และ Q4/69 ยังคงผันผวนจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านที่มีความไม่แน่นอนสูง โดยล่าสุดสถานการณ์กลับมามีความตึงเครียดอีกครั้งในช่วงต้น Q3/69 หลังอิหร่านโจมตีเรือพาณิชย์ที่เดินทางผ่านช่องแคบฮอร์มุซ สหรัฐฯ จึงเปิดปฏิบัติการทางทหารตอบโต้ พร้อมประกาศยกเลิกข้อตกลงหยุดยิง และปิดล้อมท่าเรือของอิหร่านอย่างเป็นทางการอีกครั้ง ขณะที่อิหร่านตอบโต้ด้วยการประกาศปิด และจำกัดการเดินทางเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซอีกครั้งเช่นกัน นอกจากนี้ กลุ่มกบฏฮูตีในเยเมนได้ประกาศปิดล้อมทางทะเลบริเวณช่องแคบบับเอลมันเดบ (Bab el-Mandeb) โดยมุ่งโจมตีเรือบรรทุกน้ำมันที่เชื่อมโยงกับประเทศซาอุดีอาระเบีย ส่งผลให้ความเสี่ยงในการขนส่งน้ำมันผ่านเส้นทางดังกล่าวเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งกระทบต่อปริมาณน้ำมันดิบราว 3.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 5 ของอุปทานน้ำมันดิบโลก เรือบรรทุกน้ำมันที่มุ่งหน้ามายังเอเชียหลายลำต้องเปลี่ยนเส้นทางเดินเรือ โดยผ่านคลองสุเอซและอ้อมแหลมกูดโฮปเพื่อหลีกเลี่ยงช่องแคบดังกล่าว รวมถึงปรับลดปริมาณการบรรทุกต่อเที่ยว (Light Load) หรือหันมาใช้เรือบรรทุกน้ำมันขนาดกลางและขนาดเล็กมากขึ้น ส่งผลให้ระยะเวลาและต้นทุนการขนส่งปรับเพิ่มสูงขึ้น ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความต้องการค้าและกิจกรรมทางเศรษฐกิจโลกในระยะต่อไป นอกจากนี้ ตลาดยังคงติดตามทิศทางสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมถึงความสามารถในการฟื้นฟูกำลังการผลิตของกลุ่มโอเปกพลัสอย่างใกล้ชิด เนื่องจากเป็นอีกหนึ่งปัจจัยสำคัญที่อาจส่งผลต่อแนวโน้มอุปทานและราคาน้ำมันดิบในระยะต่อไป ซึ่งหากสถานการณ์คลี่คลายมีแนวโน้มที่ราคาน้ำมันดิบจะปรับลดลง

นอกจากนี้ ความตึงเครียดในทะเลแดงและความเสี่ยงการปิดล้อมช่องแคบบับเอลมันเดบ (Bab el-Mandeb) คาดว่าจะส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบจะยังทรงตัวในระดับสูง เนื่องจากได้เปรียบด้านการขนส่งจากการส่งออกผ่านท่าเรือฟูไจราห์ โดยไม่ต้องผ่านทั้งทะเลแดงและช่องแคบฮอร์มุซ รวมทั้งคาดว่าส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบจะยังอยู่ในระดับสูงในช่วง Q3/69 และ Q4/69 จากอุปทานที่ตึงตัวอย่างรวดเร็วจากความเสี่ยงทางด้านการขนส่งที่มีความไม่แน่นอน ระยะเวลาขนส่งที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งค่าระวางเรือที่สูงขึ้น

ภาพรวมธุรกิจโรงกลั่นในช่วง Q3/69 ยังคงได้รับแรงสนับสนุนจากภาวะตลาดน้ำมันสำเร็จรูปที่ตึงตัว หลังสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางยังคงเปราะบาง โดยสหรัฐฯ และอิหร่านยังคงมีการโจมตีควบคู่ไปกับการเจรจาหยุดความขัดแย้ง ขณะที่ความเสี่ยงด้านการขนส่งได้ขยายตัวจากช่องแคบฮอร์มุซไปสู่เส้นทางเดินเรือผ่านทะเลแดง จากการโจมตีของกลุ่มฮูตี ซึ่งส่งผลกระทบต่อโรงกลั่น และการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของซาอุดีอาระเบีย นอกจากนี้ โรงกลั่นหลายแห่งในรัสเซียยังได้รับความเสียหายจากการโจมตีด้วยโดรนของยูเครน จนต้องหยุดดำเนินการผลิตบางส่วน ส่งผลให้รัสเซียออกมาตรการจำกัดการส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปหลายชนิด ประกอบกับระดับสินค้าคงคลังน้ำมันทั่วโลกยังอยู่ในระดับต่ำจากภาวะอุปทานตึงตัวใน Q2/69 ส่งผลให้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวสูงขึ้น และสนับสนุนให้ค่าการกลั่นทรงตัวอยู่ในระดับสูงใน Q3/69

อย่างไรก็ตาม หากสถานการณ์ภูมิรัฐศาสตร์เริ่มคลี่คลายในช่วงปลาย Q3/69 คาดว่าค่าการกลั่นใน Q4/69 มีแนวโน้มอ่อนตัวลง จากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ที่คาดว่าจะคลี่คลายลง ประกอบกับอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปที่คาดว่าจะกลับเข้าสู่ตลาดมากขึ้น หลังโรงกลั่นในตะวันออกกลางและเอเชียทยอยฟื้นฟูกำลังการผลิตจากผลกระทบที่เกิดขึ้นในช่วงก่อนหน้านี้ รวมถึงความเป็นไปได้ที่จีนจะผ่อนคลายนโยบายจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ซึ่งจะช่วยเพิ่มปริมาณผลิตภัณฑ์เข้าสู่ตลาดโลก ทั้งนี้ ค่าการกลั่นใน Q4/69 มีแนวโน้มสูงกว่าระดับก่อนเกิดความขัดแย้งในตะวันออกกลาง เนื่องจากคาดว่าโรงกลั่นบางส่วนในตะวันออกกลางและรัสเซียที่ได้รับผลกระทบจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางยังไม่สามารถกลับมาเดินเครื่องได้เต็มกำลังภายในปีนี้ ขณะที่ระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังทั่วโลกยังอยู่ในระดับต่ำ ซึ่งยังเป็นปัจจัยสนับสนุนค่าการกลั่นในช่วงที่เหลือของปี

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ราคาสารพาราไซลีนในช่วง Q3/69 และ Q4/69 มีแนวโน้มปรับลดลงจาก Q2/69 ตามทิศทางราคาวัตถุดิบที่คาดว่าจะทยอยอ่อนตัวลง หลังสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซมีแนวโน้มคลี่คลาย ขณะที่ส่วนต่างสารพาราไซลีน

กับน้ำมันเบนซิน 95 ในช่วง Q3/69 และ Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 โดยมีปัจจัยหลักจากราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ลดลง ประกอบกับอุปทานที่มีอย่างจำกัดจากการปิดซ่อมบำรุงประจำปีในช่วง Q3/69 อย่างไรก็ตาม ตลาดสารพาราไซลีนโดยรวมยังคงต้องเผชิญแรงกดดันจากความต้องการใช้ปลายทางที่มีแนวโน้มอ่อนตัวลง ตามภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัวจากผลกระทบของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมทั้งตลาดที่ยังคงต้องจับตาความขัดแย้งบริเวณทะเลแดง ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อโรงงานผลิตสารพาราไซลีนบางส่วนที่ต้องใช้ทะเลแดงในการขนส่งไปยังยุโรป

ราคาสารเบนซินในช่วง Q3/69 และ Q4/69 มีแนวโน้มปรับลดลงจาก Q2/69 ตามทิศทางราคาวัตถุดิบที่คาดว่าจะทยอยอ่อนตัวลง หลังสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซมีแนวโน้มคลี่คลาย ขณะที่ส่วนต่างราคาสารเบนซินกับน้ำมันเบนซิน 95 ในช่วง Q3/69 และ Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 โดยมีปัจจัยหลักจากราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ลดลง ประกอบกับอุปทานในภูมิภาคที่มีแนวโน้มลดลงจากการส่งออกสารเบนซินจากเอเชียไปยังสหรัฐฯ ที่กลับมามีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และการส่งออกสารเบนซินจากอินเดียไปยังตะวันออกกลางที่อาจฟื้นตัวหากการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซกลับสู่ภาวะปกติ อย่างไรก็ตาม ตลาดสารเบนซินโดยรวมยังคงต้องเผชิญแรงกดดันจากความต้องการใช้ปลายทางที่มีแนวโน้มอ่อนตัวลง ตามภาวะเศรษฐกิจโลกที่ชะลอตัวจากผลกระทบของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมทั้งความขัดแย้งบริเวณทะเลแดง ซึ่งอาจส่งผลให้การส่งออกสารเบนซินไปยังยุโรปมีแนวโน้มปรับตัวลดลง

ราคาสารโทลูอีนในช่วง Q3/69 และ Q4/69 มีแนวโน้มปรับลดลงจาก Q2/69 ตามทิศทางราคาวัตถุดิบที่คาดว่าจะทยอยอ่อนตัวลง หลังสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซมีแนวโน้มคลี่คลาย ขณะที่ส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ในช่วง Q3/69 และ Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 โดยมีปัจจัยหลักจากราคาน้ำมันเบนซิน 95 ที่ทยอยปรับลดลง ประกอบกับความต้องการใช้สารโทลูอีนเพื่อผลิตสารกลุ่มอะโรเมติกส์ที่เพิ่มขึ้น หลังโรงงานอะโรเมติกส์ทยอยกลับมาดำเนินการจากการปิดซ่อมบำรุง และความต้องการใช้เพื่อผสมน้ำมันเบนซินที่เพิ่มขึ้นในช่วงฤดูการขับขี่ประจำปี อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงต้องจับตาความขัดแย้งบริเวณทะเลแดง ซึ่งอาจส่งผลให้อุปทานสารโทลูอีนบางส่วนมีแนวโน้มตึงตัวมากยิ่งขึ้น

ภาวะตลาดสาร LAB

ราคาสาร LAB และส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ในช่วง Q3/69 และ Q4/69 คาดว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 จากการคาดการณ์ว่าสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยคลี่คลาย ส่งผลให้ทั้งราคาวัตถุดิบสำคัญ ได้แก่ น้ำมันอากาศยานและสารเบนซิน รวมถึงราคาสาร LAB ปรับลดลงสู่ระดับปกติ ประกอบกับภาวะอุปทานตึงตัวในภูมิภาคที่มีแนวโน้มลดลง หลังผู้ผลิตสาร LAB ในตะวันออกกลางมีแนวโน้มกลับมาดำเนินการส่งออกสาร LAB ได้ตามปกติ และผู้ผลิตในอินเดีย (TPL) สามารถเปิดดำเนินการกำลังการผลิตส่วนเพิ่ม 40,000 ตันต่อปีในช่วง Q3/69 อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงเผชิญแรงกดดันจากพฤติกรรมการใช้ผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาดที่ลดลงในช่วงฤดูมรสุม (เดือนมิถุนายน - เดือนกันยายน) รวมทั้งตลาดยังคงต้องจับตาความขัดแย้งบริเวณทะเลแดง ซึ่งอาจส่งผลให้การส่งออกสาร LAB ไปยังยุโรปปรับตัวลดลง นอกจากนี้โรงผลิตสาร LAB ในยุโรปอย่าง Sasol ได้ประกาศ Force Majeure สำหรับการส่งมอบสาร LAB เนื่องจากการหยุดชะงักของการผลิตซึ่งส่งผลให้อุปทานสาร LAB ในยุโรปมีแนวโน้มตึงตัวขึ้น

ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานใน Q3/69 และ Q4/69 คาดการณ์ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานและส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตาจะปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 หลังอุปทานมีแนวโน้มตึงตัวน้อยลง หลังวัตถุดิบซึ่งใช้ในการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น จากการเปิดดำเนินการอีกครั้งของช่องแคบฮอร์มุซ นอกจากนี้ ตลาดยังได้รับแรงกดดันจากการเปิดตัวของโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 ในอินเดียและจีน (กำลังการผลิต 235,000 และ 200,000 ตันต่อปี) ซึ่งมีกำหนดเปิดดำเนินการในช่วง Q3/69 และ Q4/69 อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มผันผวน ตามราคาน้ำมันเตาที่มีแนวโน้มผันผวนจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงมีความไม่แน่นอน หลังความขัดแย้งมีแนวโน้มขยายวงมายังบริเวณทะเลแดง หลังกลุ่มอุตสาหกรรมปิโตรเลียมทางทะเลต่อซาอุดีอาระเบียในบริเวณทะเลแดง ขณะที่ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านส่งสัญญาณกลับเข้าสู่โต๊ะเจรจา

ภาวะตลาดยางมะตอย

ภาวะตลาดยางมะตอยใน Q3/69 และ Q4/69 คาดการณ์ราคายางมะตอยจะปรับลดลง ภายหลังจากสถานการณ์ความตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ และ อิหร่านคลี่คลายลง ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันยางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาจะปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 หลังราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มลดลง อย่างไรก็ดี ตลาดยังคงได้รับแรงกดดันจากความต้องการใช้ยางมะตอยในภูมิภาคที่ยังคงมีแนวโน้มชะลอตัวต่อเนื่อง จากการที่ราคายางมะตอยยังคงอยู่สูงกว่าระดับราคาก่อนความขัดแย้งเริ่มต้นขึ้น ส่งผลให้ผู้รับเหมาโครงการภายในภูมิภาคชะลอการก่อสร้างโครงการต่างๆ ออกไปก่อน อย่างไรก็ดี ราคายางมะตอยมีแนวโน้มได้รับแรงหนุนจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงมีความไม่แน่นอน หลังสหรัฐฯ กลับมาดำเนินมาตรการปิดล้อมทางทะเลต่ออิหร่านอีกครั้ง เนื่องจากอิหร่านถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาค ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันยางมะตอยกับราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มผันผวนตามราคาน้ำมันเตา จากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงยืดเยื้อ

6. ภาคผนวก

6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัท และบริษัทย่อยมีงบประมาณการลงทุนในโครงการที่ได้รับอนุมัติแล้วสำหรับช่วงปี 2569 ถึงปี 2572 รวมมูลค่า 1,957 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยประกอบด้วยโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) มูลค่า 1,703 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นที่อยู่ระหว่างดำเนินการ มูลค่า 254 ล้านดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมเงินรับจากการขายสินทรัพย์ของหน่วยผลิตพลังงานภายใต้โครงการพลังงานสะอาด บริษัท และบริษัทย่อยมีงบประมาณการลงทุนรวมทั้งสิ้น 2,618 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ในช่วงปี 2569 ถึงปี 2572 แสดงดังตารางด้านล่าง

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

งบประมาณลงทุน (หน่วยล้านดอลลาร์สหรัฐ)

ข้อมูล ณ มิถุนายน 2569

โครงการ		ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ปี 2569-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,330
	ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	34
	การขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน	(661)
รวมงบประมาณลงทุนของโครงการพลังงานสะอาด*		1,703
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ		254
โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆ ให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)		
โครงการลงทุนอื่น (เช่น การลงทุนเชิงกลยุทธ์ผ่านกองทุนร่วมลงทุนขององค์กร และการปรับเปลี่ยนองค์กรสู่ดิจิทัล)		
รวมงบประมาณของโครงการทั้งหมด		1,957

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



6.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP)

โครงการ CFP มีวัตถุประสงค์สำคัญเพื่อเพิ่มศักยภาพในการแข่งขันของบริษัทฯ ด้วยการปรับปรุงประสิทธิภาพกระบวนการผลิต เพื่อเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ซึ่งเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมและขยายกำลังการผลิตน้ำมันเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นทำให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบได้มากและหลากหลายชนิดขึ้น 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 ล้านบาท¹ 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 (เรียกรวมกัน

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

ว่า “ผู้รับเหมาหลัก”) แต่เนื่องจากสถานการณ์โควิด-19 ส่งผลกระทบต่อโครงการ CFP ตั้งแต่ช่วงเริ่มงานในขั้นตอนการออกแบบวิศวกรรม การจัดหาวัสดุอุปกรณ์และเครื่องจักร รวมถึงการก่อสร้างในพื้นที่ที่ต้องดำเนินการภายใต้มาตรการการป้องกันการแพร่ระบาดของโควิด-19 ทำให้ต้องมีการปรับเปลี่ยนแผนการดำเนินงานเพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์และการแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าเพื่อผลักดันให้โครงการ 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 และอนุมัติให้บริษัท ลงนามในสัญญาแก้ไขสัญญา EPC กับผู้รับเหมาหลัก โดยเพิ่มงบประมาณของโครงการอีกประมาณ 550 ล้านดอลลาร์สหรัฐ หรือประมาณ 18,165 ล้านบาท³ และขยายระยะเวลาการดำเนินโครงการไปอีก 24 เดือน ตามเงื่อนไขที่ระบุในสัญญา EPC เพื่อประโยชน์สูงสุดของบริษัท และเพื่อให้สามารถดำเนินโครงการ CFP ต่อไปให้แล้วเสร็จ

ปัจจุบันหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลที่ 4 (Hydrosulfurization Unit: HDS-4) ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองเดินเครื่องจักรและผลิตน้ำมันดีเซลมาตรฐานยูโร 5 ในเดือนกุมภาพันธ์ 2567 ทันต่อการตอบสนองต่อนโยบายการใช้น้ำมันมาตรฐานยูโร 5 ที่ภาครัฐมีการประกาศบังคับใช้ตั้งแต่ช่วงต้นปี 2567 เป็นต้นมา อย่างไรก็ตาม อย่างไรก็ดี จากเหตุการณ์ที่ผู้รับเหมาหลักไม่ชำระเงินค่าจ้างค้างจ่ายให้กับผู้รับเหมาช่วงที่ผู้รับเหมาหลักจ้างให้ทำงานในการก่อสร้างโครงการ CFP จนทำให้ผู้รับเหมาช่วงหยุดงานหรือลดจำนวนคนงานลง จากเหตุการณ์ดังกล่าว บริษัทฯ จึงต้องพิจารณาทางเลือกในการดำเนินโครงการให้แล้วเสร็จ ซึ่งมีการเตรียมความพร้อมโดยให้ที่ปรึกษาด้านเทคนิค (Technical Advisor) มาตรวจสอบและวิเคราะห์การก่อสร้างที่เหลืออยู่ของโครงการ จากรายงานการตรวจสอบและวิเคราะห์ของที่ปรึกษาด้านเทคนิค เห็นว่าการที่จะก่อสร้างโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จจะต้องใช้เงินลงทุนเพิ่มเติมอีกประมาณ 63,028 ล้านบาท หรือเทียบเท่าประมาณ 1,776 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁴ ดังนั้น คณะกรรมการบริษัทฯ จึงได้มีมติอนุมัติให้เรียกประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2568 ในวันที่ 21 กุมภาพันธ์ 2568 โดยที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ได้อนุมัติการเพิ่มเงินลงทุนในโครงการ 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 ล้านดอลลาร์สหรัฐ⁵ 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

หากการดำเนินโครงการ CFP ให้แล้วเสร็จจะทำให้บริษัทฯ มีหน่วยกลั่นน้ำมันดิบใหม่ที่มีขนาดกำลังการกลั่นสูงทดแทนหน่วยกลั่นเดิม ส่งผลให้กำลังการกลั่นน้ำมันดิบของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นจากเดิม 275,000 บาร์เรลต่อวันเป็น 400,000 บาร์เรลต่อวัน ก่อให้เกิดการประหยัดด้านขนาด

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 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

(Economies of Scale) อีกทั้งด้วยการออกแบบให้ใช้เทคโนโลยีที่ทันสมัยทำให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบที่มีความหลากหลาย รวมทั้งน้ำมันดิบชนิดหนักที่โดยทั่วไปมีราคาต่ำกว่าราคาน้ำมันดิบชนิดอื่น ทำให้สามารถผลิตน้ำมันสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมได้มากยิ่งขึ้น รวมทั้งเพิ่มโอกาสในการใช้ประโยชน์จากผลิตภัณฑ์ที่ได้ในการเติบโตในธุรกิจปิโตรเคมีในอนาคต เพิ่มความสามารถในการแข่งขันให้กับบริษัทฯ และสร้างความมั่นคงและยั่งยืนในธุรกิจการกลั่นน้ำมันปิโตรเลียมในอนาคต นอกจากนี้ ยังมีส่วนสำคัญในการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานและสนับสนุนการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศไทยในระยะยาว