คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 1/2569

สารบัญ

หน้า

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม 2

2. ผลกระทบภายหลัง Q1/69 จากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 6

2.1. ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ 6

2.2. การจัดหาน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 6

2.3. แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 7

2.4. ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยออยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดใน Q2/69 8

3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ 11

3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน 12

3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ 14

3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene 16

3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 17

3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า 18

3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ 18

3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์ 19

3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล 20

4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์ 21

4.1 งบฐานะการเงิน 21

4.2 งบกระแสเงินสด 23

4.3 อัตราส่วนทางการเงิน 24

5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และครึ่งหลังของปี 2569 25

6. ภาคผนวก 27

6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต 27

6.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) 27

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม

สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 1/2569

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ล้านบาท	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่ม (kbd)	314	316	(2)	313	1
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม[1] (US$/bbl)					
: ธุรกิจการกลั่นน้ำมัน	12.6	9.3	3.4	3.5	9.2
: ธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ และสาร LAB	1.1	1.0	0.1	0.9	0.2
: ธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1.1	1.5	(0.5)	1.0	0.1
ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	**14.8**	**11.8**	**3.0**	**5.4**	**9.5**
รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	**39.9**	**8.1**	**31.8**	**6.5**	**33.4**

ล้านบาท	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
รายได้จากการขาย	114,809	108,931	5,878	106,270	8,539
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ[2]	290	(1,062)	1,352	70	220
EBITDA	**31,641**	**5,981**	**25,660**	**6,462**	**25,179**
กำไร (ขาดทุน) จากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน	(8,582)	66	(8,648)	192	(8,774)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ[3]	1,978	(307)	2,285	80	1,898
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	2,436	-	2,436	174	2,262
กำไร (ขาดทุน) จากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจ	-	328	(328)	-	-
ต้นทุนทางการเงิน	(683)	(708)	25	(969)	286
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(4,884)	(459)	(4,425)	(883)	(4,001)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	**19,481**	**2,458**	**17,023**	**3,504**	**15,977**
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	**8.72**	**1.10**	**7.62**	**1.57**	**7.15**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	22,557	(3,461)	26,018	1,080	21,477
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี[4]	(5,811)	408	(6,219)	80	(5,891)

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ)	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	31.77	32.34	(0.57)	34.13	(2.36)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	32.99	31.74	1.25	34.09	(1.10)

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

(2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์

(3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q1/69, Q4/68 และ Q1/68 จำนวน 1,664 ล้านบาท, (330) ล้านบาท และ 77 ล้านบาท ตามลำดับ

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

ตารางแสดงกำไรสุทธิจากการดำเนินงานของกลุ่มหลังหักภาษีเงินได้

	หน่วย : US$/bbl					หน่วย : บาท/ลิตร				
	Q1/69	Q4/68	+/(-) QoQ	Q1/68	+/(-) YoY	Q1/69	Q4/68	+/(-) QoQ	Q1/68	+/(-) YoY
ธุรกิจการกลั่นน้ำมัน	12.6	9.3	3.3	3.5	9.1	2.5	1.9	0.6	0.7	1.8
ธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ และสาร LAB	1.1	1.0	0.1	0.9	0.2	0.2	0.2	-	0.2	-
ธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1.1	1.5	(0.4)	1.0	0.1	0.2	0.3	(0.1)	0.2	-
หัก ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้ของกลุ่ม	(8.7)	(5.4)	(3.3)	(4.1)	(4.6)	(1.7)	(1.1)	(0.6)	(0.9)	(0.8)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานของกลุ่มหลังหักภาษี	**6.1**	**6.4**	**(0.3)**	**1.3**	**4.8**	**1.2**	**1.3**	**(0.1)**	**0.3**	**0.9**

หมายเหตุ กำไรสุทธิจากการดำเนินงานของกลุ่มหลังหักภาษี ประกอบด้วย โรงกลั่นไทยออยล์ บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด และบริษัท ไทยลูบเบส จำกัด (มหาชน) คำนวณจากผลการดำเนินธุรกิจปกติของกลุ่มบริษัท หลังหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้ โดยไม่รวมกำไรหรือขาดทุนอื่น ๆ อาทิ กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน กำไร (ขาดทุน) จากการประเมินมูลค่าสินค้าคงเหลือของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป รวมถึงกำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน

ตารางแสดงกำไรสุทธิจากการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมันหลังหักภาษีเงินได้

	หน่วย : US$/bbl					หน่วย : บาท/ลิตร				
	Q1/69	Q4/68	+/(-) QoQ	Q1/68	+/(-) YoY	Q1/69	Q4/68	+/(-) QoQ	Q1/68	+/(-) YoY
ธุรกิจการกลั่นน้ำมัน	12.7	9.4	3.3	3.5	9.2	2.5	1.9	0.6	0.7	1.8
หัก ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้	(8.1)	(4.2)	(3.7)	(3.2)	(4.7)	(1.6)	(0.9)	(0.7)	(0.7)	(0.9)
กำไรสุทธิจากการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมันหลังหักภาษี	**4.6**	**5.1**	**(0.3)**	**0.3**	**4.5**	**0.9**	**1.0**	**(0.1)**	**0.0**	**0.9**

หมายเหตุ กำไรสุทธิจากการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมันหลังหักภาษี คำนวณจากผลการดำเนินธุรกิจปกติของโรงกลั่น หลังหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้ โดยไม่รวมกำไรหรือขาดทุนอื่น ๆ อาทิ กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน กำไร (ขาดทุน) จากการประเมินมูลค่าสินค้าคงเหลือของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป รวมถึงกำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มอยู่ที่ 314 พันบาร์เรลต่อวัน และมีรายได้จากการขาย 114,809 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 5,878 ล้านบาทจาก Q4/68 เนื่องจากราคาขายผลิตภัณฑ์ทุกชนิดปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามราคาน้ำมันดิบ

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 14.8 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 3.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q4/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับตัวเพิ่มขึ้น จากการเพิ่มขึ้นของส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบ อย่างมีนัยสำคัญ โดยมีสาเหตุหลักจากภาวะอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกที่ตึงตัว อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง รวมถึงการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้โรงกลั่นในตะวันออกกลางไม่สามารถส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปได้ตามปกติ ขณะเดียวกัน โรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียส่วนหนึ่งได้มีการปรับลดกำลังการผลิตและระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปบางส่วน เนื่องจากงดหรือลดการซื้อน้ำมันดิบในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบปรับตัวขึ้นสูงขึ้นผิดปกติ เพราะอาจไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกตึงตัวมากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตาม ไทยออยล์ยังคงรักษาระดับการใช้กำลังการกลั่นในระดับสูง โดยการจัดหาน้ำมันดิบจาก

แหล่งนอกตะวันออกกลางเข้ามา แม้จะมีความเสี่ยงด้านความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เพื่อสนับสนุนความมั่นคงและเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศเป็นหลัก

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้นเล็กน้อย จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน และสารเบนซีนที่ปรับตัวสูงขึ้น โดยได้รับแรงหนุนจากอุปสงค์สารพาราไซลีนในประเทศอินเดียและจีนที่เพิ่มขึ้น ขณะเดียวกันอุปทานสารเบนซีนในภูมิภาคเอเชียปรับลดลง จากการที่ประเทศเกาหลีใต้ส่งออกสารเบนซีนไปยังสหรัฐอเมริกาแทน ซึ่งมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากกว่า
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) อยู่ในระดับเดียวกับ Q4/68 เนื่องจากภาวะอุปทานสาร LAB ในภูมิภาคมีความตึงตัวเพิ่มขึ้น จากการที่ผู้ผลิตสาร LAB ในภูมิภาคได้ปรับลดกำลังการผลิต ภายใต้แรงกดดันจากการขาดแคลนวัตถุดิบ อันเป็นผลมาจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับลดลง จากการปรับลดลงของส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานและยางมะตอยเทียบกับน้ำมันเตา โดยมีสาเหตุหลักจากราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ ตามการปรับเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันดิบดูไบ

ใน Q1/69 ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญจาก Q4/68 จากประเด็นความขัดแย้งในตะวันออกกลางในช่วงปลายเดือนกุมภาพันธ์ที่ผ่านมา ประกอบกับผลต่างด้านเวลาของต้นทุนน้ำมัน เนื่องจากกระบวนการจัดหาน้ำมันดิบของไทยออยล์มีการสั่งซื้อล่วงหน้าประมาณ 1-2 เดือน ซึ่งเป็นการดำเนินธุรกิจตามปกติ ส่งผลให้ต้นทุนน้ำมันที่ใช้ในการผลิตในเดือนมีนาคม ซึ่งบันทึกตามมาตรฐานการบัญชียังเป็นต้นทุนน้ำมันดิบก่อนเกิดเหตุการณ์ ในขณะที่ราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นทันทีตามกลไกตลาด จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมัน 22,557 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 25.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลุ่มไทยออยล์มีการบริหารจัดการระดับสต๊อกน้ำมันดิบให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมและเพียงพอสำหรับการดำเนินการกลั่นตามปกติ และไม่ได้มีการกักตุนน้ำมันแต่อย่างใด อย่างไรก็ตาม กำไรจากสต๊อกน้ำมันเป็นผลจากการปรับเพิ่มสูงขึ้นของราคาน้ำมันในระยะสั้น และอาจขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันได้ หากราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงอย่างมาก ภายหลังจากสถานการณ์ความขัดแย้งดังกล่าวคลี่คลายกลับสู่ภาวะปกติ กำไรจากสต๊อกน้ำมันจึงไม่ใช่ผลการดำเนินงานปกติที่เกิดขึ้นอย่างสม่ำเสมอ ซึ่งจากปัจจัยข้างต้น กลุ่มไทยออยล์รายงาน EBITDA ใน Q1/69 จำนวน 31,641 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 25,660 ล้านบาทจาก Q4/68 อย่างไรก็ตามใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์ได้รับรู้ขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน 8,582 ล้านบาท ขณะที่รับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน 1,978 ล้านบาท และกำไรพิเศษจากการซื้อคืนหุ้นกู้ 2,436 ล้านบาท เมื่อรวมค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 19,481 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 8.72 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 17,257 ล้านบาทจาก Q4/68

ในสถานการณ์ความขัดแย้งดังกล่าว ไทยออยล์มีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงาน เพื่อให้ประเทศมีน้ำมันใช้อย่างต่อเนื่องในช่วงที่ตลาดมีความผันผวนสูง โดยไทยออยล์จำเป็นต้องดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบอย่างต่อเนื่อง แม้ในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบอยู่ในระดับสูงและต้นทุนดังกล่าวจะทยอยสะท้อนในผลการดำเนินงานในไตรมาสถัดไปตามรอบการจัดหา ตามรายละเอียดผลกระทบที่มี**ระบุไว้ใน ส่วนที่ 2: ผลกระทบภายหลัง Q1/69 จากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง**

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มเพิ่มขึ้น และมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 8,539 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 9.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q1/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับสูงขึ้น จากภาวะอุปทานที่ตึงตัว อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ที่ปรับสูงขึ้น ตามการปรับตัวดีขึ้นของอุปสงค์ในประเทศอินเดียและจีน

- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มขึ้น จากภาวะอุปทานที่ตึงตัว อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย จากอัตรากำไรของผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Products) และกลุ่มผลิตภัณฑ์เฉพาะทาง (Specialty Products) ที่ปรับตัวดีขึ้น

ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q1/69 ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นตามแรงหนุนหลักจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันสุทธิจากรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ทำให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 25,179 ล้านบาท ขณะเดียวกันกลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 8,774 ล้านบาท แม้ว่าจะมีกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้เพิ่มขึ้น 2,262 ล้านบาท ส่งผลให้ใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 15,977 ล้านบาทจาก Q1/68

<u>เหตุการณ์สำคัญใน Q1/69</u>

- เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2569 กลุ่มไทยออยล์ได้ดำเนินการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Subordinated Perpetual Debentures) สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐ จำนวน 600 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยกำหนดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 6.1 ต่อปี สำหรับช่วง 5 ปี 3 เดือนแรก และภายหลังจากนั้นอัตราดอกเบี้ยจะเป็นไปตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ในเอกสารเสนอขายที่เกี่ยวข้อง การออกหุ้นกู้ดังกล่าวได้รับการตอบรับที่ดีจากนักลงทุน โดยมียอดจองซื้อสูงกว่ามูลค่าที่เสนอขายมากกว่า 10 เท่า สะท้อนถึงความเชื่อมั่นของนักลงทุนต่อความแข็งแกร่งด้านเครดิตและฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์ ทั้งนี้เงินที่ได้รับจากการออกหุ้นกู้ดังกล่าวจะนำไปสนับสนุนโครงการพลังงานสะอาดของกลุ่มไทยออยล์ให้แล้วเสร็จตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมผู้ถือหุ้น 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) ได้แจ้งเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลบริเวณทุ่นผูกเรือกลางทะเลหมายเลข 2 (SBM-2) เมื่อวันที่ 6 มิถุนายน 2568 นั้น ซึ่งภายหลังกรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขาชลบุรี ได้มีคำสั่งระงับการใช้การใช้ทุ่น SBM-2 เป็นการชั่วคราว จนกว่าจะได้ดำเนินการแก้ไขปรับปรุง ตรวจสอบ ยืนยันความมั่นคงและความปลอดภัยของทุ่นดังกล่าวให้แล้วเสร็จ บัดนี้ กรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขาชลบุรี ได้มีหนังสือแจ้งยกเลิกคำสั่งระงับการใช้ทุ่น SBM-2 อย่างเป็นทางการแล้ว ส่งผลให้ไทยออยล์สามารถกลับมาใช้งานทุ่น SBM-2 ตั้งแต่ Q2/69 เป็นต้นไป ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพห่วงโซ่อุปทานน้ำมันดิบของบริษัทฯ

2. ผลกระทบภายหลัง Q1/69 จากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

2.1. ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ

จากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน ซึ่งเริ่มตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 และส่งผลให้ช่องแคบฮอร์มุซปิดตัว ทำให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นประมาณร้อยละ 20 ของอุปทานโลกไม่สามารถขนส่งผ่านเส้นทางดังกล่าวได้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยตลาดสะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) ในราคาน้ำมันดิบที่ใช้อ้างอิง (น้ำมันดิบเบรนท์และดูไบ) และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่ซื้อขายในตลาด

น้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นของไทยออยล์ในเดือนมีนาคม 2569 ยังไม่ได้รับผลกระทบจากเหตุการณ์ดังกล่าว เนื่องจากเป็นน้ำมันดิบที่ได้จัดซื้อไว้ล่วงหน้าตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนกุมภาพันธ์ 2569 และอยู่ระหว่างการขนส่ง ซึ่งเวลาดังกล่าวเป็นช่วงก่อนการปิดช่องแคบฮอร์มุซ (28 กุมภาพันธ์ 2569) ทั้งนี้ ผลกระทบจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซได้เริ่มส่งผลต่อการนำเข้าน้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 ที่ได้เข้าซื้อตั้งแต่เดือนกุมภาพันธ์ 2569 เป็นต้นไป ทั้งในด้านราคาน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ส่งผลให้ต้นทุนน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่น รวมถึงสภาพคล่องของกลุ่มไทยออยล์ใน Q2/69 ได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ

ภายใต้สภานการณ์ความขัดแย้งดังกล่าว กลุ่มไทยออยล์มีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้มีปริมาณน้ำมันใช้อย่างต่อเนื่องในช่วงที่ตลาดมีความผันผวนสูง โดยไทยออยล์ดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบอย่างต่อเนื่อง แม้ในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบอยู่ในระดับสูง ทั้งนี้ ต้นทุนที่เพิ่มขึ้นดังกล่าวจะทยอยสะท้อนในผลการดำเนินงานของไทยออยล์ใน Q2/69 ตามรอบระยะเวลาการจัดหาน้ำมันดิบ

2.2. การจัดหาน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ไทยออยล์ได้ดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ ภายใต้สถานการณ์ที่ช่องแคบฮอร์มุซถูกปิดและการขนส่งน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ

- ใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์รับน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางคิดเป็นร้อยละ 91 ของปริมาณรับทั้งหมด รองลงมาคือ จากแหล่งในประเทศร้อยละ 6 จากแหล่งตะวันออกไกลร้อยละ 2 และจากแหล่งแอฟริกาตะวันตกร้อยละ 1 ตามลำดับ
- ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์ได้ปรับสัดส่วนการจัดหาน้ำมันดิบอย่างมีนัยสำคัญ โดยลดการพึ่งพาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง และเพิ่มการกระจายการจัดหาจากภูมิภาคอื่น ดังนี้
    - **เดือนเมษายน 2569** ไทยออยล์มีการปรับลดการรับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางลงมาอยู่ที่ร้อยละ 34 ของปริมาณการรับทั้งหมดในเดือน ขณะที่สัดส่วนการรับน้ำมันดิบจากแอฟริกาตะวันตกเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ร้อยละ 52 และการรับน้ำมันดิบจากแหล่งในประเทศคิดเป็นร้อยละ 10 นอกจากนี้ มีการรับน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกไกลคิดเป็นร้อยละ 4
    - **เดือนพฤษภาคม 2569** ไทยออยล์รับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นร้อยละ 35 ของปริมาณการรับทั้งหมดในเดือน ขณะที่สัดส่วนการรับน้ำมันดิบจากแอฟริกาตะวันตกอยู่ที่ร้อยละ 26 การรับจากอเมริกาใต้คิดเป็นร้อยละ 20 และจากอเมริกาเหนือร้อยละ 15 นอกจากนี้ มีการรับน้ำมันดิบจากแหล่งในประเทศคิดเป็นร้อยละ 4

อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ยังคงมีความเสี่ยงและความผันผวนในระดับสูง กลุ่มไทยออยล์จะยังคงติดตามสถานการณ์ตลาดอย่างใกล้ชิดและบริหารจัดการการจัดหาน้ำมันดิบอย่างเหมาะสม เพื่อให้มั่นใจว่าสามารถจัดหาน้ำมันดิบได้อย่างเพียงพอและตอบสนองต่ออุปสงค์ภายในประเทศได้อย่างต่อเนื่อง

2.3. แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ตารางด้านล่างจัดทำขึ้นจากข้อมูลจริงในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนเมษายน 2569 และสมมติฐานของบริษัทฯ ในช่วงเดือนพฤษภาคมถึงเดือนธันวาคม 2569 โดยอ้างอิงจากข้อมูลตลาดและผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจน้ำมัน บนสมมติฐานว่าเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางจะคลี่คลายภายใน Q2/69

หน่วย: US$/bbl	Q1/69	Q2/69 (F)	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569(F)
ราคาน้ำมันดิบดูไบ (Dubai)	86.3	102.1	86.9	77.5	88.2

หน่วย: US$/bbl ค่าการกลั่น	Q1/69	Q2/69 (F)	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569 (F)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง[1]	20.1	40.2	18.0	15.7	23.5
หัก Crude Premium[2] ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(4.6)	(19.9)	(13.6)	(6.3)	(11.1)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(2.9)	(3.7)	(3.0)	(2.5)	(3.0)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล[3]	**12.7**	**16.6**	**1.4**	**6.9**	**9.4**
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น 2-5 บาทต่อลิตร[4]	**-**	**(3.3)**	**-**	**-**	**(0.8)**
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	**12.7**	**13.3**	**1.4**	**6.9**	**8.6**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	**25.3**	**(0.8)**	**(12.8)**	**(6.8)**	**1.3**
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน[5]	**38.0**	**12.5**	**(11.4)**	**0.0**	**9.9**

หน่วย: บาท/ลิตร ค่าการกลั่น	Q1/69	Q2/69 (F)	Q3/69 (F)	Q4/69 (F)	2569 (F)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง[1]	4.0	8.3	3.7	3.2	4.8
หัก Crude Premium[2] ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(0.9)	(4.1)	(2.8)	(1.3)	(2.3)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(0.6)	(0.8)	(0.6)	(0.5)	(0.6)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล[3]	**2.5**	**3.4**	**0.3**	**1.4**	**1.9**
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น 2-5 บาทต่อลิตร[4]	**-**	**(0.7)**	**-**	**-**	**(0.2)**
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	**2.5**	**2.7**	**0.3**	**1.4**	**1.7**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	**5.1**	**(0.2)**	**(2.6)**	**(1.4)**	**0.3**
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน[5]	**7.6**	**2.6**	**(2.3)**	**0.0**	**2.0**

หมายเหตุ :

[1] ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปตามสัดส่วนการผลิตของไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง

[2] Crude Premium คือ ราคาส่วนต่างของน้ำมันดิบที่เข้ากลั่นเทียบกับน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งสะท้อนความแตกต่างด้านคุณภาพของน้ำมันดิบและสภาวะตลาด

[3] ค่าการกลั่นตามวิธีการคำนวณของไทยออยล์ เป็นค่าการกลั่นหลังหักค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้อง โดยประกอบด้วยค่าพรีเมียมน้ำมันดิบตามชนิดน้ำมันดิบที่ซื้อจริง (Crude Premium) ค่าส่วนลดหรือส่วนเพิ่มทางการค้า ค่าขนส่งทางเรือ (Freight) ค่าประกันภัย ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต รวมถึงค่าสาธารณูปโภค

[4] มติที่ประชุมคณะกรรมการนโยบายพลังงานเห็นชอบปรับลดราคา ณ โรงกลั่น สำหรับน้ำมันดีเซลหมุนเร็ว ดังนี้ 1) ช่วง 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

[5] ค่าการกลั่นทางบัญชีของไทยออยล์ ยังไม่ใช่ผลกำไรที่แท้จริงของธุรกิจโรงกลั่น เนื่องจากยังไม่ได้รวม การกลับรายการ (รายการปรับลด) จากมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป และผลกำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน รวมถึงค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Expenses) ดอกเบี้ยจ่าย (Interest Expenses) และค่าเสื่อมราคา (Depreciation) สำหรับ Q1/69 ไทยออยล์มีค่าใช้จ่ายประมาณ 3.6 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือประมาณ 0.7 บาทต่อลิตร) ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 1.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.3 บาทต่อลิตร) ดอกเบี้ยจ่าย 0.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร) และค่าเสื่อมราคา 1.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร)

ข้อความสงวนสิทธิ (Disclaimer) เกี่ยวกับข้อมูลประมาณการและการคาดการณ์

- ข้อมูลการคาดการณ์ แนวโน้ม และแบบจำลองที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ จัดทำขึ้นบนพื้นฐานของสมมติฐาน ณ ขณะปัจจุบัน โดยอ้างอิงจากข้อมูลภายในของบริษัทฯ ร่วมกับข้อมูลที่เผยแพร่โดยแหล่งข้อมูลตลาดและสำนักวิจัยต่าง ๆ ซึ่ง บริษัทฯ ได้นำมาประมวลผล วิเคราะห์ และประเมินภายใต้ดุลยพินิจของฝ่ายจัดการ ทั้งนี้ ข้อมูลการคาดการณ์ดังกล่าวจัดทำขึ้นและเปิดเผยเป็นกรณีเฉพาะกิจ สืบเนื่องมาจากสถานการณ์ความไม่แน่นอนและความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อสภาวะตลาด ต้นทุน และห่วงโซ่อุปทานในระดับมหภาค โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สาธารณชนได้รับทราบข้อเท็จจริงที่เกี่ยวข้อง และเพื่อให้นักลงทุนได้รับข้อมูลอย่างเท่าเทียมกัน ภายใต้หลักความโปร่งใสในการเปิดเผยข้อมูลของบริษัทจดทะเบียน
- การเปิดเผยข้อมูลการคาดการณ์ในครั้งนี้ มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อช่วยให้นักลงทุนสามารถเข้าใจบริบทและปัจจัยต่าง ๆ ที่มีหรืออาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของบริษัทฯ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเปลี่ยนแปลงของกำไรสุทธิที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในไตรมาสที่ 1 ของปี 2569 เมื่อเปรียบเทียบกับไตรมาสก่อนหน้า ทั้งนี้ ข้อมูลดังกล่าวไม่พึงถือเป็นการยืนยันหรือรับประกันผลการดำเนินงานในอนาคต และผลการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริงอาจแตกต่างจากการคาดการณ์ดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ อันเนื่องมาจากปัจจัยภายนอกและปัจจัยภายในที่อยู่นอกเหนือการควบคุม หรือไม่อาจคาดการณ์ได้ล่วงหน้า
- ข้อมูลที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อวัตถุประสงค์ในการให้ข้อมูลเท่านั้น โดยมิได้มีเจตนาเพื่อชี้นำตลาดทุน หรือเพื่อจูงใจ สนับสนุน หรือชี้นำการตัดสินใจใด ๆ เกี่ยวกับการลงทุน การซื้อขายหลักทรัพย์ หรือการทำธุรกรรมใด ๆ ทั้งสิ้น และไม่ถือเป็นคำแนะนำในการลงทุน หรือการรับรองผลตอบแทนในอนาคตแต่อย่างใด
- บริษัทฯ ขอเรียนให้ทราบว่าบริษัทฯ ไม่รับผิดชอบต่อความเสียหาย ความสูญเสีย และ/หรือค่าใช้จ่ายใด ๆ ไม่ว่าโดยทางตรงหรือทางอ้อม อันเนื่องมาจากการนำข้อมูล การคาดการณ์ หรือข้อสมมติฐานที่ปรากฏในเอกสารนี้ไปใช้ ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน และไม่ว่าความเสียหายนั้นจะเกิดขึ้นแก่บุคคลใดก็ตาม

ตารางข้างต้นเป็นการจำลองค่าการกลั่นในแต่ละไตรมาสของปี 2569 ซึ่งมีแนวโน้มผันผวนตามสถานการณ์ตลาด โดยเฉพาะจากความไม่แน่นอนของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ใน Q1/69 ไทยออยล์มีค่าการกลั่นอยู่ในระดับสูง ประกอบกับมีกำไรจากจากสต๊อกน้ำมัน ซึ่งเกิดจากการจัดหาน้ำมันดิบล่วงหน้าตามแนวทางการดำเนินธุรกิจปกติ ซึ่งโดยทั่วไปอยู่ที่ประมาณ 1-2 เดือนล่วงหน้า ส่งผลให้ต้นทุนที่รับรู้ยังอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าราคาตลาดปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม ต้นทุนที่ปรับตัวสูงขึ้นในปัจจุบัน อาทิเช่น ต้นทุนน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่สะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) คาดว่าจะทยอยสะท้อนในผลการดำเนินงานในช่วงถัดไปตั้งแต่ Q2/69 ถึงครึ่งหลังของปี 2569 ตามรอบของการจัดหาน้ำมันดิบ ซึ่งมีแนวโน้มส่งผลให้ค่าการกลั่นปรับตัวลดลงตามแสดงในตาราง ภายใต้สมมติฐานที่อ้างอิงข้อมูลจากภาวะตลาดและแหล่งข้อมูลวิจัยที่เกี่ยวข้อง ไทยออยล์คาดว่าอาจรับรู้ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันในช่วง Q2/69 และต่อเนื่องในช่วงครึ่งหลังของปี 2569 เมื่อราคาน้ำมันดิบปรับตัวลดลงหลังสถานการณ์คลี่คลาย

ทั้งนี้ ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันไม่ใช่ผลกำไร (ขาดทุน) สุทธิของโรงกลั่น เนื่องจากยังไม่รวมรายการสำคัญหลายส่วน เช่น การกลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงิน ตลอดจนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ดอกเบี้ยจ่าย ค่าเสื่อมราคา และภาษีเงินได้ เป็นต้น

2.4. ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยออยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดใน Q2/69

สำหรับแนวโน้มใน Q2/69 ไทยออยล์ประเมินว่าสถานการณ์ตลาดยังคงมีความไม่แน่นอนและอาจก่อให้เกิดความผันผวน ซึ่งอาจเคลื่อนไหวในทิศทางที่แตกต่างจาก Q1/69 ส่งผลให้มีปัจจัยเสี่ยงที่ต้องเฝ้าระวังดังนี้:

- **ความเสี่ยงจากการรับรู้ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน (Stock Loss) ตั้งแต่ใน Q2/69 และช่วงครึ่งปีหลัง** โรงกลั่นอาจต้องรับรู้ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน เนื่องจากน้ำมันดิบที่เข้าสู่กระบวนการผลิตเป็นน้ำมันดิบที่มีการจัดซื้อล่วงหน้าในช่วงที่สถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลางทวีความรุนแรงระหว่างเดือนมีนาคมถึงเดือนเมษายน 2569 ซึ่งเป็นช่วงที่ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญและมีความผันผวนสูง ทั้งนี้ เมื่อสถานการณ์ความขัดแย้งคลี่คลายลง ก็จะส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกปรับตัวลดลง ส่งผลต่อการขาดทุนสต๊อกน้ำมันในอนาคต

ประกอบกับต้นทุนน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูงจะส่งผลกระทบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ต่อกำไรขั้นต้นของไทยออยล์ ซึ่งจะลดลงอย่างมีนัยสำคัญ เมื่อราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดปรับลดลงหลังสถานการณ์คลี่คลาย

- **ความเสี่ยงด้านสภาพคล่อง**
  - ไทยออยล์ประเมินว่าจำเป็นต้องใช้เงินทุนหมุนเวียนเพิ่มขึ้นประมาณ 18,000 ล้านบาท ใน Q2/69 เมื่อเทียบกับช่วงก่อนเกิดสงคราม เพื่อรองรับการจัดซื้อน้ำมันดิบที่มีราคาปรับเพิ่มสูงขึ้น โดยภายหลังการเกิดสงคราม ต้นทุนราคาน้ำมันดิบของกลุ่มไทยออยล์ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับระดับก่อนเกิดสงคราม (อ้างอิงราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในเดือนกุมภาพันธ์ 2569 อยู่ที่ 68 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เทียบกับต้นทุนราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยในเดือนมีนาคม 2569 อยู่ที่ 129 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)
  - ผลกระทบจากนโยบายของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ซึ่งมีมติให้ปรับลดราคาน้ำมันดีเซลหน้าโรงกลั่นลง 2-5 บาทต่อลิตร ในช่วงวันที่ 9 เมษายน – 19 พฤษภาคม 2569 ส่งผลให้กระแสเงินสดของกลุ่มไทยออยล์ลดลงประมาณ 2,800 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการของไทยออยล์ใน Q2/69
  - ไทยออยล์มีเงินสดคงค้างจากการขอชดเชยคืนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นจำนวน 10,314 ล้านบาท (ณ วันที่ 5 พฤษภาคม 2569) เนื่องจากผลจากการที่ภาครัฐใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นเครื่องมือพยุงราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ส่งผลให้กระแสเงินสดของไทยออยล์ลดลงประมาณ 10,314 ล้านบาท โดยข้อมูลจากอดีตใน ช่วงสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนมีระยะเวลารับคืนเงินชดเชยประมาณ 1-2 ปี

จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้สภาพคล่องของกลุ่มไทยออยล์ลดลงรวมประมาณ 31,000 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลให้เกิดต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นกว่า 900 ล้านบาทต่อปี ต้นทุนดังกล่าวที่เกิดขึ้นไม่ใช่ต้นทุนจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ และไม่ได้ส่งผ่านในราคาน้ำมันให้เป็นภาระของผู้บริโภค แต่เป็นต้นทุนจากการลดความเสี่ยงของประเทศ เพื่อให้มั่นใจว่าประเทศจะไม่เกิดภาวะขาดแคลนน้ำมัน ทั้งนี้ ไทยออยล์จะติดตามสถานการณ์ตลาดอย่างใกล้ชิด และบริหารจัดการสภาพคล่องอย่างรอบคอบ เพื่อรองรับความผันผวนที่อาจเกิดขึ้น

- **ความเสี่ยงจากความผันผวนของความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูป** จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงตั้งแต่เดือนมีนาคม 2569 ซึ่งส่งผลกระทบต่อห่วงโซ่อุปทานพลังงานโลก ไทยออยล์ได้เร่งดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบล่วงหน้าอย่างเต็มขีดความสามารถ เพื่อรองรับความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปภายในประเทศที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ และเพื่อป้องกันภาวะขาดแคลนพลังงานในประเทศ ในช่วงเวลาดังกล่าว ไทยออยล์ยังคงดำเนินการกลั่นด้วยอัตราการใช้กำลังการผลิตเฉลี่ยในระดับร้อยละ 110-113 ซึ่งถือเป็นระดับสูงสุดตามศักยภาพของโรงกลั่นอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และให้มั่นใจว่ามีอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปเพียงพอรองรับสถานการณ์วิกฤต ขณะเดียวกัน โรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียส่วนหนึ่งได้ปรับลดกำลังการผลิต เนื่องจากการชะลอหรือลดการซื้อน้ำมันดิบหลังจากราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้นผิดปกติ ซึ่งอาจส่งผลให้การนำเข้าน้ำมันดิบเพื่อการกลั่นมีความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

อย่างไรก็ตาม ในเดือนเมษายน 2569 ความต้องการใช้น้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซินภายในประเทศปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ประกอบกับข้อจำกัดจากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ขณะที่ไทยออยล์ยังคงมีภาระผูกพันตามสัญญาในการรับมอบน้ำมันดิบที่จัดซื้อล่วงหน้าและยังคงดำเนินการผลิตอย่างต่อเนื่องตลอด 24 ชั่วโมง ส่งผลให้ไทยออยล์เผชิญความเสี่ยงสำคัญ ดังนี้

  - **การเสียโอกาสของการขายน้ำมันในช่วงที่ราคาน้ำมันอยู่ในระดับสูง (Opportunity Loss)** จากข้อจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป ส่งผลให้ไทยออยล์ไม่สามารถจำหน่ายน้ำมันอากาศยานและน้ำมันดีเซลไปยังต่างประเทศได้ ประกอบกับอุปสงค์ในประเทศเดือนเมษายน 2569 ที่ปรับลดลง ส่งผลให้ระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังเพิ่มสูงขึ้นจากการผลิตอย่างต่อเนื่อง ทำให้ไทยออยล์จำเป็นต้องเก็บรักษาน้ำมันสำเร็จรูปดังกล่าวไว้ และจำหน่ายในราคาที่คาดว่าจะปรับลดลงตามแนวโน้มราคาตลาดล่วงหน้า (Forward Price) ในเดือนถัดไป

- **ความเสี่ยงในการปรับลดกำลังการผลิต (Risk of Reduced Utilization Rate)** จากปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังเพิ่มขึ้นจนเข้าใกล้ระดับสูงสุดเกินกว่าระดับปลอดภัยของการจัดเก็บ และเพื่อเป็นการบริหารจัดการสต๊อกน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังให้เป็นไปอย่างเหมาะสม ไทยออยล์อาจพิจารณาแนวทางการปรับลดกำลังการผลิตในระยะถัดไปเป็นการชั่วคราว โดยไทยออยล์จะดำเนินการบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทานอย่างใกล้ชิดและรอบคอบ เพื่อลดผลกระทบต่อลูกค้าและภาคเศรษฐกิจในภาพรวมของประเทศให้มากที่สุด
- **ขาดทุนจากการจำหน่ายน้ำมันดิบ (Loss on Crude Sales)** จากการเร่งจัดหาน้ำมันดิบล่วงหน้าในช่วงสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลาง ประกอบกับการเดินเครื่องเต็มกำลังการกลั่น ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังเพิ่มขึ้นจนเข้าใกล้ระดับสูงสุดเกินกว่าระดับปลอดภัยของการจัดเก็บ ดังนั้น ไทยออยล์อาจมีความเสี่ยงจากการปรับลดกำลังการกลั่นจากที่กล่าวมาข้างต้น ภายใต้สถานการณ์ดังกล่าว ไทยออยล์จึงมีความจำเป็นต้องจำหน่ายน้ำมันดิบส่วนหนึ่งที่ได้จัดซื้อตามสัญญาล่วงหน้าในราคาตามสภาพตลาดช่วงเวลานั้น แม้มีต้นทุนที่สูงกว่า ส่งผลให้เกิดผลขาดทุนจากการขายน้ำมันดิบ

จากปัจจัยความเสี่ยงข้างต้น ผลการดำเนินงานใน Q2/69 และผลประกอบการครึ่งปีหลังของไทยออยล์จึงมีความไม่แน่นอนสูง จากทั้งจากมาตรการภาครัฐ ทิศทางราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก และอุปสงค์และอุปทานของน้ำมันสำเร็จรูป หากราคาน้ำมันมีการปรับลดลงอย่างรวดเร็วหลังสถานการณ์คลี่คลาย จะส่งผลกระทบให้กลุ่มไทยออยล์เกิดผลขาดทุนและกระทบต่อสภาพคล่อง โดยผลประกอบการในระยะสั้นได้รับแรงหนุนจากกำไรสต๊อกน้ำมันเนื่องจากต้นทุนน้ำมันดิบที่ได้จัดซื้อก่อนสงครามที่เทียบกับราคาน้ำมันดิบในตลาดที่ปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม กำไรส่วนนี้เป็นผลจากความต่างด้านเวลาในการรับรู้ต้นทุนน้ำมัน ซึ่งมีลักษณะชั่วคราวและอาจผันผวนตามทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกในระยะถัดไป เมื่อสถานการณ์กลับเข้าสู่ภาวะปกติ ไทยออยล์จะเผชิญขาดทุนสต๊อกน้ำมัน รวมถึงมีผลกระทบจากต้นทุนและปริมาณน้ำมันดิบที่จัดซื้อล่วงหน้าในระดับสูง หากราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดปรับลดลงหลังสถานการณ์คลี่คลาย ไทยออยล์อาจเผชิญขาดทุนจากการดำเนินงาน

“สะท้อนว่ากำไรที่โรงกลั่นได้รับใน Q1/69 เป็นกำไรทางบัญชีที่มาจากความผันผวนของราคาน้ำมันในระยะสั้น อันเกิดจากต้นทุนน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นซึ่งได้จัดซื้อไว้ก่อนเกิดสงคราม มิใช่กำไรจากการดำเนินงานที่เกิดขึ้นอย่างสม่ำเสมอ”

อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์ให้ความสำคัญกับเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศเป็นพันธกิจหลัก ดังนั้น เพื่อรักษาความต่อเนื่องในการจัดหาและสำรองพลังงานท่ามกลางความผันผวนนี้ กลุ่มไทยออยล์จึงมีความจำเป็นต้องบริหารจัดการสภาพคล่องให้มีประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับผลกระทบด้านลบที่อาจจะเกิดขึ้น และให้ความสำคัญกับการพิจารณาผลการดำเนินงานจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ ควบคู่กับการบริหารต้นทุนและความเสี่ยงอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาความสามารถในการดำเนินธุรกิจ ควบคู่กับการสร้างความสมดุลต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายในระยะยาว

3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**114,809**	**108,931**	**5,878**	**106,270**	**8,539**
โรงกลั่นน้ำมัน	121,900	113,736	8,164	112,863	9,037
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB[1]	17,202	16,426	776	17,532	(330)
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	5,812	6,300	(488)	6,613	(801)
ผลิตไฟฟ้า	2,669	2,695	(26)	2,956	(287)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์[2]	4,029	4,019	10	4,316	(287)
ผลิตเอทานอล[3]	259	287	(28)	217	42
อื่นๆ[4]	1,564	2,544	(980)	1,679	(115)

EBITDA	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**31,641**	**5,981**	**25,660**	**6,462**	**25,179**
โรงกลั่นน้ำมัน	28,763	2,962	25,801	3,975	24,788
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	912	837	75	760	152
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	853	1,319	(466)	835	18
ผลิตไฟฟ้า	725	737	(12)	762	(37)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	440	131	309	227	213
ผลิตสารโอเลฟินส์	(2)	1	(3)	(3)	1
ผลิตเอทานอล	39	(15)	54	6	33
อื่นๆ	157	298	(141)	63	94

กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**19,481**	**2,458**	**17,023**	**3,504**	**15,977**
โรงกลั่นน้ำมัน	15,697	817	14,880	2,242	13,455
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	301	313	(12)	299	2
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	635	997	(362)	629	6
ผลิตไฟฟ้า[5]	379	434	(55)	410	(31)
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	385	11	374	84	301
ผลิตสารโอเลฟินส์[6]	38	(288)	326	(181)	219
ผลิตเอทานอล	2	(32)	34	(17)	19
อื่นๆ[7]	2,270	287	1,983	137	2,133

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

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

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

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

(5) ตั้งแต่วันที่ 7 มิถุนายน 2565 บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) เหลือ 10.0% โดยจัดประเภทใหม่เป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น

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

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

3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

หน่วย: US$/bbl	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai)[1]	86.3	63.8	22.5	76.9	9.4
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	95.9	79.5	16.4	84.7	11.2
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	122.6	88.4	34.2	90.1	32.5
น้ำมันดีเซล (GO)[2]	121.7	88.3	33.4	91.2	30.5
น้ำมันเตา (HSFO)	78.2	56.8	21.4	74.9	3.3
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	83.7	62.8	20.9	78.0	5.7
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)	**Q1/69**	**Q4/68**	**+/(-)**	**Q1/68**	**+/(-)**
Murban[3]	1.8	2.8	(1.0)	1.8	0.0
Arab Light[4]	0.3	1.8	(1.5)	2.1	(1.8)
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ	**Q1/69**	**Q4/68**	**+/(-)**	**Q1/68**	**+/(-)**
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	9.6	15.7	(6.1)	7.7	1.9
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	36.3	24.6	11.7	13.2	23.1
น้ำมันดีเซล (GO)	35.4	24.5	10.9	14.3	21.1
น้ำมันเตา (HSFO)	(8.1)	(7.0)	(1.1)	(2.0)	(6.1)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	(2.6)	(1.0)	(1.6)	1.1	(3.7)

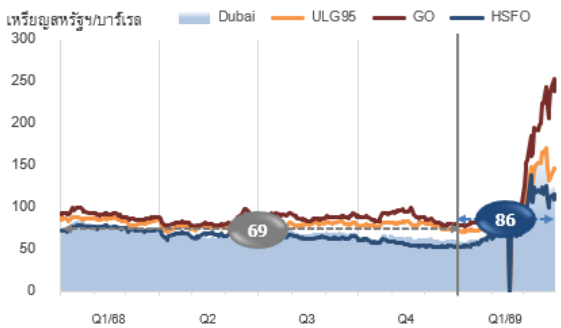
หมายเหตุ [1] ราคาปิดของน้ำมันดิบดูไบ ณ สิ้น Q1/69 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2569 เท่ากับ 128.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล, ณ สิ้น Q4/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนธันวาคม 2568 เท่ากับ 62.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล, และ ณ สิ้น Q1/68 คิดจากราคาเฉลี่ยเดือนมีนาคม 2568 เท่ากับ 72.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล

[2] ราคาน้ำมันดีเซลอ้างอิงราคา MOPS GO 10 ppm

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

[4] ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light เป็นราคาประกาศของผู้ผลิต ซึ่งประกาศส่วนต่างราคา เทียบกับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมาน

กราฟ 1: ราคาของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป



ราคาน้ำมันดิบในช่วง Q1/69 ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนหลักจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง หลังสหรัฐฯ เปิดฉากโจมตีเป้าหมายทางทหารและโครงการนิวเคลียร์ในอิหร่านเมื่อปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 สถานการณ์ดังกล่าวได้ทวีความรุนแรงและขยายตัวเป็นความขัดแย้งในระดับภูมิภาค เมื่ออิหร่านตอบโต้ด้วยการโจมตีฐานทัพสหรัฐฯ รวมถึงโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในกลุ่มประเทศอ่าวเปอร์เซีย นอกจากนี้ อิหร่านยังได้ดำเนินการปิดกั้นเส้นทางการขนส่งทางเรือในช่องแคบฮอร์มุซ โดยช่องแคบดังกล่าวเป็นเส้นทางขนส่งน้ำมันกว่าร้อยละ 20 ของโลก ส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเกิดภาวะชะงักงันอย่างรุนแรง อย่างไรก็ตาม สำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) ได้ประกาศระบายน้ำมันสำรองฉุกเฉิน (SPR) จำนวน 400 ล้านบาร์เรลเข้าสู่ตลาดเพื่อบรรเทาวิกฤต อีกทั้งสหรัฐฯ ได้ผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรชั่วคราวเป็นระยะเวลา 30 วัน โดยอนุญาตให้มีการซื้อขายน้ำมันดิบอิหร่านและรัสเซียที่ติดค้างกลางทะเล รวมถึงการผ่อนคลายมาตรการคว่ำบาตรต่อเวเนซุเอลา โดยอนุญาตให้บริษัทน้ำมันรายใหญ่กลับมาดำเนินการขุดเจาะและส่งออกน้ำมันได้อย่างเต็มรูปแบบ เพื่อเพิ่มอุปทานน้ำมันดิบเข้าสู่ตลาดโลกทดแทนส่วนที่ขาดหายไป

ในช่วง Q1/69 ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban เมื่อเทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 (ราคาดังกล่าวเป็นราคาที่ประกาศล่วงหน้า 2 เดือน ส่งผลให้น้ำมันดิบ Murban ที่ซื้อและนำเข้ากลั่นในที่เข้ากลั่นใน Q1/69 จึงเป็นราคาที่ประกาศในช่วงเดือนพฤศจิกายน

2568 ถึงเดือนมกราคม 2569 ซึ่งเป็นช่วงก่อนเกิดสงคราม) และอยู่ในระดับทรงตัวเมื่อเทียบกับ Q1/68 โดยมีปัจจัยกดดันหลักจากความต้องการใช้น้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเพื่อทดแทนน้ำมันดิบจากรัสเซียน้อยกว่าที่ตลาดคาดการณ์ หลังจากสหรัฐฯออกมาตรการคว่ำบาตรต่อรัสเซีย ขณะเดียวกัน กลุ่มประเทศผู้ส่งออกน้ำมันและพันธมิตร (OPEC+) ประกาศระงับแผนการเพิ่มกำลังการผลิตและคงระดับการผลิตน้ำมันไว้ตลอดทั้งไตรมาส นอกจากนี้อุปสงค์น้ำมันดิบ Murban ปรับตัวลดลง เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันบางแห่งในภูมิภาคเอเชียได้ปรับเปลี่ยนการใช้น้ำมันดิบเกรดจากของ ADNOC (ABU DHABI NATIONAL OIL COMPANY) ไปเป็นเกรดของ Aramco ที่มีราคาต่ำกว่า ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light กับค่าเฉลี่ยราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมานใน Q1/69 ปรับลดลงจากช่วง Q4/68 และ Q1/68 เนื่องจาก Aramco ปรับลดราคา Official Selling Price (OSP) ให้สอดคล้องกับราคาน้ำมันดิบจาก ADNOC ที่ปรับตัวลดลง เพื่อต้องการรักษาส่วนแบ่งการตลาด ประกอบกับอุปสงค์ที่ชะลอตัวลงตามฤดูกาลจากการปิดซ่อมบำรุงของโรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียเหนือในช่วงเดือนมีนาคม 2569 ทั้งนี้ จากเหตุความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ส่งผลให้ช่องแคบฮอร์มุซถูกปิดและกระทบต่ออุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลต่อราคา Crude Premium ที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วง Q2/69 สะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) ซึ่งจะส่งผลต่อต้นทุนน้ำมันดิบของโรงกลั่นที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับน้ำมันดิบดูไบใน Q1/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังอุปทานน้ำมันเบนซินปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นจากโรงกลั่นในตะวันออกกลางและโรงกลั่นไนจีเรียหลังกลับมาดำเนินการผลิตหลังจากปิดซ่อมบำรุงในช่วง Q4/68 ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบใน Q1/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังอุปทานน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซลตึงตัวจากผลกระทบของสงครามในตะวันออกกลางรวมถึงการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งส่งผลให้โรงกลั่นน้ำมันสำเร็จรูปในตะวันออกกลางไม่สามารถส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปออกมาได้ ขณะที่โรงกลั่นในเอเชียปรับลดกำลังการผลิตจากการขาดแคลนน้ำมันดิบ นอกจากนี้ หลายประเทศประกาศมาตรการระงับการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปเพื่อตอบสนองความต้องการในประเทศเป็นหลัก ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงและน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับน้ำมันดิบดูไบในช่วง Q1/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังราคาน้ำมันดิบดูไบปรับสูงขึ้นจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ขณะที่ราคาน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้นช้ากว่าราคาน้ำมันดิบ เมื่อเทียบ Q1/69 กับ Q1/68 ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบปรับตัวเพิ่มขึ้น จากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลาง ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันเตาและน้ำมันเตากำมะถันต่ำปรับตัวลดลง จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบดูไบ ในขณะที่ราคาขายผลิตภัณฑ์ปรับเพิ่มขึ้นในอัตราที่ช้ากว่า

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น[1] (%)	113%	114%	(1%)	113%	-
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	312	313	(1)	311	1
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US$/bbl)					
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	12.7	9.4	3.3	3.5	9.2
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	38.0	5.6	32.4	4.6	33.4

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

Q1/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันปรับตัวเพิ่มขึ้น จากผลกระทบจากสงครามในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวดีขึ้นจากไตรมาสก่อน

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นร้อยละ 113 ปรับลดลงเล็กน้อย โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 121,900 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 8,164 ล้านบาท ตามราคาขายที่เพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 91 Indochina ร้อยละ 4 และส่งออกร้อยละ 5 และมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 12.7 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 3.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น หลังอุปทานตึงตัวจากผลกระทบของสงครามในตะวันออกกลางรวมถึงการปิดช่องแคบฮอร์มุซ นอกจากนี้ราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 25.3 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล หรือ 22,557 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 3,461 ล้านบาท ใน

เมื่อเทียบกับ Q1/68 โรงกลั่นมี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น ตามกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น

Q4/68 ส่งผลโรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 28,763 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 15,697 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน (หากรวมเงินปันผลรับใน Q1/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 15,847 ล้านบาท)

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นคงที่ แต่จากราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 9,037 ล้านบาท ประกอบกับราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ทำให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 21,477 ล้าน ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA เพิ่มขึ้น 24,788 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 13,455 ล้านบาท

3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

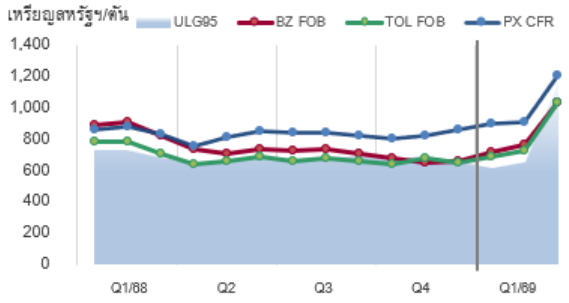
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US$/Ton	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
พาราไซลีน (PX) (1)	1,006	829	177	861	145
เบนซีน (BZ) (2)	842	666	176	875	(33)
โทลูอีน (TL) (2)	819	657	162	762	57
ส่วนต่างราคา ULG95	**Q1/69**	**Q4/68**	**+/(-)**	**Q1/68**	**+/(-)**
พาราไซลีน (PX)	190	153	37	141	49
เบนซีน (BZ)	26	(10)	36	155	(129)
โทลูอีน (TL)	4	(19)	23	42	(38)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q1/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 ปัจจัยหลักจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันดิบ อันเป็นผลมากจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ได้ทวีความรุนแรงมากขึ้น ขณะเดียวกันส่วนต่างสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 โดยได้รับแรงหนุนจาก อุปสงค์สารพาราไซลีนที่เพิ่มขึ้น หลังอินเดีย(the Bureau of Indian Standards)ดำเนินการยกเลิกมาตรการควบคุมคุณภาพ ส่งผลให้จีนรวมถึงประเทศผู้ส่งออกรายอื่น ๆ สามารถขยายการส่งออกไปยังอินเดียได้อย่างคล่องตัวมากขึ้น นอกจากนี้ ความต้องการใช้สารพาราไซลีนยังเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากยอดจำหน่ายสิ่งทอในจีนขยายตัวล่วงหน้าก่อนที่จะถึงเทศกาลตรุษจีน

ราคาสารเบนซีนใน Q1/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 โดยมีปัจจัยหลักจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันดิบ จากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ได้ทวีความรุนแรงมากขึ้น อย่างไรก็ตาม ราคาสารเบนซีนใน Q1/69 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 จากอุปสงค์ที่อ่อนตัวลงตามการชะลอตัวของความต้องการใช้ในอุตสาหกรรมสารปลายน้ำ ด้านส่วนต่างสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 โดยได้รับแรงหนุนจากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาผลิตภัณฑ์ปลายน้ำอย่างสารสไตรรีนมอนอเมอร์ หลังโรงงานผลิตสารสไตรีนมอนอเมอร์ในภูมิภาคตะวันออกกลางมีการปิดซ่อมบำรุงกะทันหัน นอกจากนี้ การส่งออกสารเบนซีนจากประเทศเกาหลีใต้ไปยังสหรัฐฯ ที่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เป็นปัจจัยที่ทำให้อุปทานในภูมิภาคเอเชียปรับตัวลดลง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 สาเหตุหลักจากแรงกดดันของสารเบนซีนคงคลังในจีนที่อยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง ซึ่งสะท้อน

ถึงภาวะอุปทานส่วนเกินที่ยังคงกดดันตลาดสารเบนซีน รวมถึงสถานการณ์ในเดือนมีนาคม 2569 ที่แม้ราคาสารเบนซีนจะปรับตัวเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง แต่การปรับตัวที่ช้ากว่าราคาวัตถุดิบยังคงกดดันส่วนต่างราคาโดยรวม

ราคาสารโทลูอีนใน Q1/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 โดยมีปัจจัยหลักจากการปรับตัวเพิ่มขึ้นของราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันดิบ ด้านส่วนต่างสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 โดยได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้สารโทลูอีนเพื่อนำไปผลิตสารอะโรเมติกส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นในช่วงก่อนเทศกาลตรุษจีน รวมทั้งความต้องการใช้สารโทลูอีนเพื่อนำไปผสมน้ำมันเบนซินที่ปรับตัวสูงขึ้น หลังอุปทานกลุ่มน้ำมันเบนซินที่ตึงตัวจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q1/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 แม้ว่าราคาสารโทลูอีนจะปรับเพิ่มขึ้นในเดือนมีนาคม 2569 จากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง แต่การปรับตัวที่ช้ากว่าราคาวัตถุดิบยังคงกดดันส่วนต่างราคาโดยรวม

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์[1] (%)	73%	76%	(3%)	79%	(6%)
ปริมาณผลิตสารอะโรเมติกส์ (พันตัน)	151	162	(11)	164	(13)
Product-to-feed Margin[2] (US$/Ton)	58	51	7	56	2

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

(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์หารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

Q1/69 TPX มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม จากรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ ส่งผลให้มีกำไรสุทธิลดลง

เมื่อเทียบกับ Q1/68 TPX มี Product-to-feed Margin และ EBITDA เพิ่มขึ้น แต่จากการด้อยค่าสินทรัพย์ จึงส่งผลให้มีกำไรสุทธิลดลง

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด (TPX) มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์อยู่ที่ร้อยละ 73 ปรับตัวลดลง จากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องกับสภาพตลาด โดย TPX มีรายได้จากการขาย 11,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,107 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยเพิ่มขึ้น ทั้งนี้ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน เบนซีน โทลูอีน และมิกซ์ไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin 58 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เพิ่มขึ้น 7 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และมี EBITDA 450 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 91 ล้านบาท ทั้งนี้ ใน Q1/69 TPX ประเมินว่าหน่วยผลิต PxMax จะยังคงหยุดเดินเครื่องต่อไป เนื่องจากภาวะตลาดและความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจยังไม่เอื้อต่อการผลิต ส่งผลให้ TPX รับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ หน่วยผลิต Benzene & Toluene Fractionation 2 (BTF-2) และค่าลิขสิทธิ์ในการดำเนินการหน่วย PxMax รวม 267 ล้านบาท ส่งผลให้มีกำไรสุทธิ 126 ล้านบาท ลดลง 258 ล้านบาทเมื่อเทียบ Q4/68

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์ลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 1,878 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 2 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และ EBITDA เพิ่มขึ้น 11 ล้านบาท ทั้งนี้ ใน Q1/69 มีการรับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ ทำให้มีกำไรสุทธิ 126 ล้านบาท ลดลง 98 ล้านบาทจาก Q1/68

ใน Q1/69 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 17,202 ล้านบาท EBITDA 912 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 301 ล้านบาท

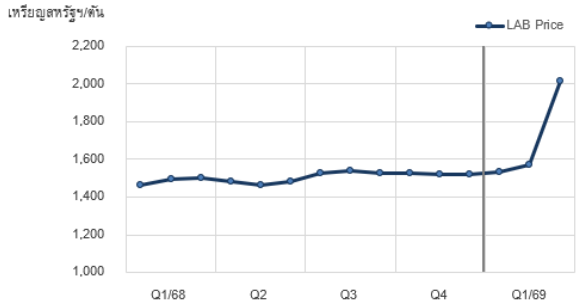
3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด

หน่วย: US$/Ton	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
Linear Alkylbenzene (LAB)[1]	1,706	1,522	184	1,488	218

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด



ราคาสาร LAB ใน Q1/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 จากการปรับตัวสูงขึ้นของราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันอากาศยาน และสารเบนซีนที่ปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ อันเป็นผล มาจากสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางที่ได้ทวีความรุนแรงมากขึ้น รวมทั้งอิหร่านได้ทำการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ซึ่งเป็นเส้นทางหลักในการส่งออกน้ำมันดิบ ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี และสาร LAB จากสถานการณ์ดังกล่าวส่งผลให้ผู้ผลิตสาร LAB ในภูมิภาคตะวันออกกลางไม่สามารถส่งออกทั้งวัตถุดิบหลักสำหรับการผลิตสาร LAB เช่น น้ำมันอากาศยาน สารเบนซีน และสาร n-Paraffins รวมถึงผลิตภัณฑ์สาร LAB ออกสู่ตลาดได้ตามปกติ ส่งผลให้ภาวะอุปทานสาร LAB ตึงตัวขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะในอินเดียซึ่งพึ่งพาการนำเข้าจากผู้ผลิตในตะวันออกกลางเป็นหลัก นอกจากนี้ ผู้ผลิตสาร LAB ในภูมิภาคมีการปรับลดกำลังการผลิตลง จากแรงกดดันด้านการขาดแคลนวัตถุดิบ ซึ่งส่งผลให้ภาวะอุปทานตึงตัวทวีความรุนแรงมากขึ้น และเป็นปัจจัยสำคัญที่ส่งผลให้ราคาสาร LAB ทรงตัวอยู่ในระดับสูง

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB [1] (%)	125%	126%	(1%)	124%	1%
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	37	38	(1)	37	-

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

Q1/69 แม้ว่าอัตรากำไรขั้นต้นมีการปรับตัวลดลง แต่ด้วยเงินบาทที่อ่อนค่า ส่งผลให้ผลประกอบการของ LABIX ปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q1/68 LABIX มีอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น ส่งผลให้ผลการดำเนินงานปรับตัวเพิ่มขึ้น

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตอยู่ที่ร้อยละ 125 ขณะที่ปริมาณการขายสาร LAB ปรับตัวเพิ่มขึ้นเล็กน้อย อย่างไรก็ตาม LABIX มีรายได้จากการขาย 5,694 ล้านบาท ลดลง 341 ล้านบาท ประกอบกับอัตรากำไรขั้นต้นของผลิตภัณฑ์ LAB ลดลง จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้มี EBITDA 462 ล้านบาท ลดลง 16 ล้านบาท นอกจากนี้ LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 31 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 14 ล้านบาทใน Q4/68 ทำให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 234 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 25 ล้านบาทจาก Q4/69

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB ใกล้เคียงเดิม อย่างไรก็ตาม รายได้จากการขายลดลง 236 ล้านบาท ขณะที่อัตรากำไรขั้นต้นของสาร LAB มีการปรับตัวเพิ่มขึ้น จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับวัตถุดิบที่ปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 142 ล้านบาท ประกอบกับใน Q1/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิเพิ่มขึ้น 28 ล้านบาท ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 133 ล้านบาทเทียบกับ Q1/68

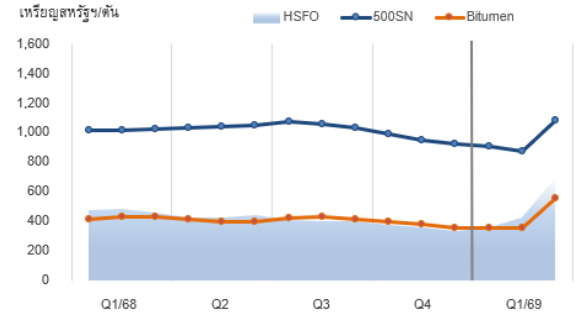
3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US$/Ton	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
500SN[1]	985	956	29	1,019	(34)
Bitumen[2]	426	382	44	427	(1)
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	**Q1/69**	**Q4/68**	**+/(-)**	**Q1/68**	**+/(-)**
500SN	489	596	(107)	543	(54)
Bitumen	(70)	22	(92)	(49)	(21)

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

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคายางมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN ใน Q1/69 ทรงตัวเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากอุปสงค์ที่ชะลอตัวในช่วงวันหยุดเทศกาลตรุษจีน อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากการเลื่อนเปิดดำเนินการของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และกลุ่มที่ 3 ในอินเดีย ซึ่งเดิมคาดจะเริ่มเปิดดำเนินการใน Q1/69 ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตาใน Q1/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากราคาน้ำมันเตาปรับเพิ่มสูงขึ้นในเดือนมีนาคม 2569

ราคายางมะตอยใน Q1/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q4/68 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากความกังวลต่อการส่งออกยางมะตอยของอิหร่าน ซึ่งอาจได้รับผลกระทบจากความตึงเครียดในตะวันออกลางที่ปรับเพิ่มสูงขึ้น เนื่องจากอิหร่านถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาค อย่างไรก็ดี ส่วนต่างราคายางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาใน Q1/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q4/68 และ Q1/68 หลังตลาดได้รับแรงกดดันจากราคาน้ำมันเตาปรับเพิ่มสูงขึ้นในเดือนมีนาคม 2569

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการผลิต Base Oil [1] (%)	88%	90%	(2%)	83%	5%
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	58	61	(3)	55	3
Product-to-feed Margin [2] (US$/Ton)	129	162	(33)	125[3]	4

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

Q1/69 TLB มีอัตราการผลิตลดลงเล็กน้อย ประกอบกับส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับน้ำมันเตาที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TLB มี EBITDA และกำไรสุทธิลดลง

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 บริษัท ไทยลู้บเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิตและปริมาณการผลิต Base Oil อยู่ที่ร้อยละ 88 ลดลงร้อยละ 2 ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 5,812 ล้านบาท ลดลง 488 ล้านบาท ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตาที่ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ ส่งผลให้ มี Product-to-feed Margin 129 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ลดลง 33 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และส่งผลให้มี EBITDA 853 ล้านบาท ลดลง 466 ล้านบาท ดังนั้น TLB จึงรายงานกำไรสุทธิ 635 ล้านบาท ลดลง 362 ล้านบาทจาก Q4/68

เมื่อเทียบกับ Q1/68 เนื่องจาก Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้นจากอัตรากำไรของ By Products และ Specialty Products ทำให้มี EBITDA และกำไรสุทธิที่เพิ่มขึ้น

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 TLB มีอัตราการผลิต Base Oil ที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 5 อย่างไรก็ตาม จากราคาขายเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักที่อ่อนตัวลง ส่งผลให้รายได้ปรับตัวลดลง 801 ล้านบาท ขณะที่ Product-to-feed Margin ปรับตัวเพิ่มขึ้นที่ 4 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เนื่องจากอัตรากำไรของผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Products) และกลุ่มผลิตภัณฑ์เฉพาะทาง (Specialty Products) ที่ปรับตัวดีขึ้น ซึ่งส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 18 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 6 ล้านบาท

3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

TOP SPP	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	547	556	(9)	532	15
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (kton)	859	880	(21)	831	28

Q1/69 TOP SPP มีรายได้ลดลง จากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำปรับลดลง ขณะที่ต้นทุนเชื้อเพลิงปรับสูงขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น ทำให้มีกำไรสุทธิลดลง

เมื่อเทียบ Q1/68 TOP SPP มีรายได้ลดลงจากราคาขายเฉลี่ยที่ลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ ทำให้มีกำไรสุทธิลดลง

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 2,669 ล้านบาท ลดลง 26 ล้านบาท สาเหตุหลักจากปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่ปรับลดลงตามปริมาณความต้องการของลูกค้า ทั้งนี้ ด้านต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้น ตามทิศทางราคาน้ำมันในตลาดโลกที่สูงขึ้น อันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 725 ล้านบาท ลดลง 12 ล้านบาท ส่งผลให้ TOP SPP มีกำไรสุทธิ 379 ล้านบาท ลดลง 55 ล้านบาทจาก Q4/68

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 TOP SPP มีรายได้จากการขายลดลง 287 ล้านบาท สาเหตุจากราคาขายเฉลี่ยลดลงตามราคาก๊าซธรรมชาติ ที่มีอุปทานในตลาดสูงช่วงเดือนมกราคม-กุมภาพันธ์ 2569 แม้ว่าปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามความต้องการของลูกค้า ขณะที่ต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA ลดลง 37 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิลดลง 31 ล้านบาทจาก Q1/68

3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเว้นท์

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการผลิตสารทำละลาย [1] (%)	119%	80%	39%	89%	30%
ปริมาณผลิตสารทำละลาย [1] (พันตัน)	63	43	20	47	16
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	149	153	(4)	140	9

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

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

Q1/69 กลุ่มธุรกิจมีราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตสารทำละลายอยู่ที่ร้อยละ 119 เพิ่มขึ้นร้อยละ 39 ตามอุปสงค์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ แม้ว่าปริมาณจำหน่ายลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 4,029 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10

ประกอบกับกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q1/68 ถึงแม้ว่ากลุ่มธุรกิจมีราคาขายเฉลี่ยปรับลดลง แต่มีกำไรขั้นต้นที่ปรับตัวดีขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

ล้านบาท ขณะที่กลุ่มธุรกิจมี EBITDA 440 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 309 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้นประกอบกับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารลดลง อีกทั้งมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 115 ล้านบาท เมื่อเทียบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 35 ล้านบาท ในไตรมาสก่อน ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 385 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 374 ล้านบาทจาก Q4/68

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายเพิ่มขึ้นร้อยละ 30 และมีปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น แม้ว่าจะมีราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยที่สูงขึ้นในช่วงท้ายของ Q1/69 อย่างไรก็ตามราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยของกลุ่มธุรกิจตลอดทั้งไตรมาสปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/68 ส่งผลให้มีรายได้จากการขายลดลง 287 ล้านบาท แต่มี EBITDA เพิ่มขึ้น 213 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับเพิ่มขึ้น ประกอบกับค่าใช้จ่ายในการขายและบริหารลดลง รวมทั้งมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 149 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 301 ล้านบาท

3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟินส์

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์

หน่วย: US$/Ton	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
HDPE – Naphtha MOPJ (1)	324	308	16	320	4
LLDPE – Naphtha MOPJ (1)	307	301	6	362	(55)
PP – Naphtha MOPJ (1)	285	260	25	326	(41)

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

Q1/69 จากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TII มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

เทียบกับ Q1/68 ผลประกอบการของ TII ปรับตัวดีขึ้น จากผลประกอบการโรงกลั่น และการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมธุรกิจค้าปลีกเอสโซ่ในสิงคโปร์

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 ราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ปรับตัวสูงขึ้นจากอุปทานที่ลดลง ประกอบกับผู้ผลิตหลายรายในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ประกาศภาวะเหตุสุดวิสัย และลดกำลังการผลิตเนื่องจากการขาดแคลนวัตถุดิบจากสงครามในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์เทียบกับแนฟทาปรับตัวสูงขึ้นในระยะสั้น ส่งผลให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรใน CAP เพิ่มขึ้น และมีกำไรสุทธิ 38 ล้านบาท เทียบกับขาดทุน 288 ล้านบาทใน Q4/68

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินส์ปรับตัวลดลง แต่อย่างไรก็ตามธุรกิจโรงกลั่นมีผลประกอบการที่ดีขึ้นจากกลยุทธ์การจัดหาวัตถุดิบ และการปรับกำลังการผลิตให้เหมาะสมกับความผันผวนและการเปลี่ยนแปลงด้านอุปทานในตะวันออกกลาง ประกอบกับความสำเร็จในการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมธุรกิจค้าปลีกเอสโซ่ในประเทศสิงคโปร์ ส่งผลให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรจาก CAP เพิ่มขึ้น และมีกำไรสุทธิ 38 ล้านบาท เทียบกับขาดทุน 181 ล้านบาทใน Q1/68

3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตรากำลังการผลิตของ TET

	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราการผลิตเอทานอล					
- ทรัพย์ทิพย์	96%	45%	51%	66%	30%

ใน Q1/69 TET มีรายได้จากการขายลดลงจากผลิตภัณฑ์พลอยได้ที่ปรับลดลง ขณะที่ปริมาณจำหน่ายเอทานอลรวมถึงราคาขายเอทานอลที่เพิ่มขึ้น ขณะที่ต้นทุนปรับลดลงส่งผลให้ TET มี EBITDA และ กำไรสุทธิเพิ่มสูงขึ้น

เมื่อเทียบกับ Q1/68 TET มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณจำหน่ายเอทานอลที่ปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง รวมถึงมีรายการปรับเพิ่มมูลค่าสินค้าคงเหลือ ทำให้ TET มีอัตรากำไรขั้นต้น EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q1/69 vs Q4/68 (QoQ)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q4/68 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) 259 ล้านบาท ลดลง 28 ล้านบาท จากผลิตภัณฑ์พลอยได้ (By Product) ที่ลดลงจากการเปลี่ยนวัตถุดิบในการผลิต แม้ว่าปริมาณการจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้นตามความต้องการ E20 ที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยราคาน้ำมันที่ปรับสูงขึ้นอันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง และจากราคาขายเอทานอลที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ต้นทุนที่ปรับลดลง ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวดีขึ้น TET มี EBITDA 39 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54 ล้านบาท และทำให้ใน Q1/69 TET มีผลกำไรสุทธิ 2 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 32 ล้านบาทใน Q4/68

Q1/69 vs Q1/68 (YoY)

ใน Q1/69 เทียบกับ Q1/68 TET รับรู้รายได้จากการขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด เพิ่มขึ้น 42 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้นตามความต้องการ E20 ที่เพิ่มขึ้น จากปัจจัยราคาน้ำมันที่ปรับสูงขึ้นอันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง ทำให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานลดลง และมีการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ TET มี EBITDA เพิ่มขึ้น 33 ล้านบาท และทำให้ TET มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 19 ล้านบาทจาก Q1/68

4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

4.1 งบฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: งบฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 31 มีนาคม 2569	ณ 31 ธันวาคม 2568	+/(-)	+/(-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	76,271	68,601	7,670	11%
สินทรัพย์หมุนเวียนอื่น	90,817	61,698	29,119	47%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	303,116	296,985	6,131	2%
รวมสินทรัพย์	**470,205**	**427,284**	**42,921**	**10%**
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน[1]	109,179	89,213	19,966	22%
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) [2]	97,963	113,157	(15,194)	(13%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	28,062	31,882	(3,820)	(12%)
รวมหนี้สิน	**235,204**	**234,252**	**952**	**0%**
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ส่วนของบริษัทใหญ่	194,450	171,953	22,497	13%
หุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน	19,134	-	19,134	100%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	21,417	21,079	338	2%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	**235,001**	**193,032**	**41,969**	**22%**
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	**470,205**	**427,284**	**42,921**	**10%**

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

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น จำนวน 470,205 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 42,921 ล้านบาท หรือร้อยละ 10 สาเหตุหลักจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนอื่นเพิ่มขึ้นจำนวน 29,119 ล้านบาท โดยมีปัจจัยหลักจากการเพิ่มขึ้นของลูกหนี้การค้า จำนวน 14,919 ล้านบาท จากราคาขายเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นจำนวน 7,509 ล้านบาท เนื่องจากอัตราเงินชดเชยน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้น จากผลกระทบด้านสงครามระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน นอกจากนี้ สินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้นจำนวน 6,929 ล้านบาท สาเหตุจากราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น รวมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง
- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นเพิ่มขึ้นจำนวน 7,670 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 10,542 ล้านบาท จากกระแสเงินสดรับจากการดำเนินงานที่เพิ่มขึ้น และกระแสเงินสดรับจากกิจกรรมการจัดหาเงิน จากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดจ่ายในกิจกรรมการลงทุน สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการพลังลานสะอาด (Clean Fuel Project) ทั้งนี้ เงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 2,871 ล้านบาท จากการลดลงของเงินฝากประจำ (Fixed Deposit)

- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 6,131 ล้านบาท จากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 4,035 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) นอกจากนี้ เงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้นจำนวน 1,542 ล้านบาท จากการแปลงมูลค่าเงินลงทุนในบริษัทร่วมที่เพิ่มขึ้น อันเป็นผลจากการอ่อนค่าของเงินบาท ขณะเดียวกันสินทรัพย์ภาษีเงินได้รอการตัดบัญชีเพิ่มขึ้นจำนวน 1,389 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากการรับรู้มูลค่ายุติธรรมจากตราสารอนุพันธ์และการป้องกันความเสี่ยงกระแสเงินสด

<u>หนี้สินรวม</u>

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้น จำนวน 235,204 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 952 ล้านบาท สาเหตุหลักจาก

- หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้น 19,966 ล้านบาท หนี้สินจากอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้นจำนวน 8,021 ล้านบาท จากการรับรู้มูลค่ายุติธรรมของอนุพันธ์สินค้าโภคภัณฑ์และสัญญาซื้อขายล่วงหน้าทางการเงิน และภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้นจำนวน 6,384 ล้านบาท จากการบันทึกภาษีเงินได้นิติบุคคลสำหรับผลการดำเนินงานในช่วงสามเดือนแรกของปี ประกอบกับเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้นจำนวน 4,694 ล้านบาท เนื่องจากปริมาณการซื้อน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้น ประกอบกับผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง
- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลง 15,194 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการลดลงของหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีจำนวน 15,045 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐบางส่วนก่อนกำหนด รวมถึงผลกระทบจากอัตราแลกเปลี่ยน
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นลดลง 3,820 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากหนี้สินจากอนุพันธ์ทางการเงินลดลงจำนวน 3,901 ล้านบาท จากการรับรู้ผลต่างมูลค่ายุติธรรม (Fair Value) ของสัญญาป้องกันความเสี่ยง

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TS	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ [(1)]	1,668	-	-	-	55,882	57,550
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	28,085	-	-	-	-	28,085
เงินกู้สกุลเงินบาท	9,993	2,077	-	-	-	12,070
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ[(1)]	-	-	248	10	-	258
รวม ณ 31 มีนาคม 2569	**39,747**	**2,077**	**248**	**10**	**55,882**	**97,963**
รวม ณ 31 ธันวาคม 2568	39,681	2,215	259	10	70,992	113,157
เพิ่ม / (ลด)	**66**	**(138)**	**(11)**	**-**	**(15,110)**	**(15,194)**

<u>หมายเหตุ</u> (1) รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินต่างประเทศ

<u>ส่วนของผู้ถือหุ้น</u>

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมจำนวน 235,001 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 41,969 ล้านบาท จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 โดยมีสาเหตุหลักจากผลการดำเนินงานสุทธิใน Q1/69 ประกอบกับการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) ซึ่งได้รับการจัดประเภทเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นตามมาตรฐานการบัญชี

4.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 73,110 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์ (งบการเงินเฉพาะกิจการ) มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด จำนวน 61,763 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	9,592	6,130
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	(2,519)	(2,384)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	1,397	61,763
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิ	**8,471**	**65,509**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	62,568	56,607
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	2,071	1,903
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	**73,110**	**61,763**

ใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 9,592 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จำนวน 24,940 ล้านบาท ประกอบกับรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินเพิ่มขึ้นจำนวน 6,452 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงานถูกหักด้วยการเปลี่ยนแปลงของสินทรัพย์และหนี้สินจากการดำเนินงานซึ่งลดลงสุทธิจำนวน 21,757 ล้านบาท รวมถึงการจ่ายเงินภาษีเงินได้สุทธิจำนวน 43 ล้านบาท

ขณะเดียวกัน กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 2,519 ล้านบาท โดยมีเงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์จำนวน 5,646 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) ทั้งนี้บริษัทมีเงินสดรับจากการลดลงของเงินฝากประจำ (Fixed Deposit) จำนวน 3,000 ล้านบาท

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดจากกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 1,397 ล้านบาท โดยมีเงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) จำนวน 18,979 ล้านบาท ขณะที่มีเงินสดใช้ไปในการไถ่ถอนหุ้นกู้จำนวน 14,951 ล้านบาท และเงินสดใช้ไปเพื่อยุติสัญญาแลกเปลี่ยนอัตราแลกเปลี่ยนข้ามสกุลเงินจำนวน 1,517 ล้านบาท

จากกระแสเงินสดจากกิจกรรมต่าง ๆ ข้างต้น ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นสุทธิเป็นจำนวน 8,471 ล้านบาท นอกจากนี้ การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนยังส่งผลให้เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 2,071 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ ต้นงวดจำนวน 62,568 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือรวมทั้งสิ้นจำนวน 73,110 ล้านบาท ณ วันที่ 31 มีนาคม 2569

4.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงิน (งบการเงินรวม)

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	28%	5%	23%	6%	22%
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	25%	6%	19%	5%	20%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	16%	2%	13%	3%	12%

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.4	1.4	-	1.9	(0.5)
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	1.0	1.0	-	1.1	(0.2)

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q1/69	Q4/68	+/(-)	Q1/68	+/(-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	1.0	1.2	(0.2)	1.4	(0.4)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.2	0.3	(0.2)	0.8	(0.6)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.5	0.7	(0.2)	1.0	(0.5)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	46.4	8.5	37.9	6.7	39.7
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	33%	40%	(7%)	51%	(18%)

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

5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาสที่ 2 ปี 2569 และครึ่งหลังของปี 2569

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

ราคาน้ำมันดิบใน Q2/69 และ 2H/69 มีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ 2H/68 ตามลำดับ โดยได้รับแรงหนุนจากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ในตะวันออกกลางที่ยังคงยืดเยื้อและอุปทานน้ำมันดิบยังอยู่ในภาวะตึงตัวจากการปิดช่องแคบฮอร์มุซอย่างต่อเนื่อง ประกอบกับความเสียหายต่อโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานในภูมิภาค ทำให้การฟื้นตัวของกำลังการผลิตกลับมาสู่ภาวะปกติอาจต้องใช้ระยะเวลา ส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่ส่งมอบในช่วง Q2/69-Q3/69 ปรับเพิ่มสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ความตึงเตรียดในตะวันออกกลางมีสัญญาณผ่อนคลายหลังสหรัฐฯ และอิหร่านมีความพยายามเข้าสู่โต๊ะเจรจา หากสถานการณ์ความขัดแย้งดังกล่าวคลี่คลายลงได้ภายใน Q2/69 และการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซกลับมาดำเนินการได้อีกครั้งจะส่งผลให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางกลับเข้าสู่ตลาดโลกมากขึ้น คาดว่าราคาน้ำมันดิบในช่วง 2H/69 มีแนวโน้มอ่อนตัวลง ประกอบกับแรงกดดันด้านอุปสงค์ที่มีแนวโน้มชะลอตัวจากผลกระทบของราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้นในช่วงก่อนหน้า โดยรายงานของสำนักงานพลังงานระหว่างประเทศ (IEA) ประจำเดือนเมษายน 2569 คาดการณ์ว่า อุปสงค์น้ำมันโลกในปี 2569 จะมีแนวโน้มเติบโตลดลงอย่างมีนัยสำคัญอยู่ที่ระดับ 80,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งต่ำกว่าค่าเฉลี่ยของปีที่ผ่านมาที่มีการเติบโตอยู่ที่ระดับ 770,000 บาร์เรลต่อวัน ทั้งนี้ ความเสี่ยงต่อราคาน้ำมันที่อาจปรับลดลงตั้งแต่ปลาย Q2/69 จะส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันได้ในช่วง Q2/69 และ 2H/69

ค่าการกลั่นในช่วง Q2/69 มีแนวโน้มปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/69 แม้ว่าจะได้รับแรงหนุนบางส่วนจากระดับราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นจากภาวะอุปทานตึงตัวอันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง อย่างไรก็ตาม การปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญของต้นทุนน้ำมันดิบและส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ได้ส่งผลกดดันต่อค่าการกลั่นโดยรวม ทำให้แนวโน้มค่าการกลั่นในไตรมาสดังกล่าวลดลง อย่างไรก็ตาม ค่าการกลั่นใน 2H/69 มีแนวโน้มปรับลดลงเมื่อเทียบกับ 2H/68 หลังจากต้นทุนน้ำมันดิบยังคงอยู่ในระดับสูง ขณะที่ราคาน้ำมันสำเร็จรูปมีแนวโน้มปรับลดลงภายหลังสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางมีทิศทางคลี่คลาย ส่งผลให้โรงกลั่นในเอเชียซึ่งพึ่งพาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเป็นหลัก มีแนวโน้มกลับมาเพิ่มกำลังการผลิตมากขึ้น ทำให้อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดมีความตึงตัวลดลง นอกจากนี้ ค่าการกลั่นยังเผชิญแรงกดดันจากฝั่งอุปสงค์ เนื่องจากความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูปมีแนวโน้มชะลอลง ภายหลังราคาน้ำมันสำเร็จรูปในตลาดโลกปรับตัวเพิ่มขึ้นในช่วงก่อนหน้า อย่างไรก็ตาม ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนที่ยังคงดำเนินอยู่ยังเป็นปัจจัยจำกัดอุปทานบางส่วน โดยโรงกลั่นในรัสเซียยังได้รับผลกระทบจากการโจมตีด้วยโดรนอย่างต่อเนื่อง

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ราคาสารกลุ่มอะโรเมติกส์ใน Q2/69 คาดว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 สอดคล้องกับทิศทางราคาสารตั้งต้นอย่างน้ำมันดิบ ซึ่งได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบที่อยู่ในภาวะจำกัด อันเป็นผลมาจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงยืดเยื้อ อย่างไรก็ตามส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95 มีแนวโน้มปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q1/69 จากการคาดการณ์ว่าความต้องการใช้สารกลุ่มอะโรเมติกส์อาจชะลอตัวลง หลังผู้ผลิตสารปลายน้ำอย่างสารพีทีเอ และสไตรีน มอนอเมอร์ มีแนวโน้มปรับลดกำลังการผลิตลงบางส่วนเมื่อเทียบกับ Q1/69 อันเป็นผลมาจากแรงกดดันของราคาต้นทุนสารตั้งต้นที่ยังคงอยู่ในระดับสูง และความกังวลของอุปสงค์ผลิตภัณฑ์ปลายน้ำที่มีแนวโน้มชะลอตัวลง

ภาพรวมในช่วง 2H/69 คาดการณ์ว่าสารกลุ่มอะโรเมติกส์ และส่วนต่างราคาสารกลุ่มอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95 จะมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 2H/68 เนื่องจากฐานราคาในช่วงครึ่งหลังของปี 68 อยู่ในระดับต่ำจากแรงกดดันของอุปทานส่วนเพิ่มที่เข้าสู่ตลาดจำนวนมาก อย่างไรก็ตาม ในช่วง 2H/69 ตลาดในภาพรวมยังคงต้องเผชิญแรงกดดันจากอุปทานส่วนเพิ่มของโรงงานผลิตสารกลุ่มอะโรเมติกส์ที่มีแผนเปิดใหม่ในช่วง Q3/69-Q4/69 ท่ามกลางความต้องการใช้ที่อาจปรับตัวลดลง อันเป็นผลจากสภาวะเศรษฐกิจที่คาดว่าจะชะลอตัวลงจากราคาพลังงานที่ปรับตัวสูงขึ้น

ภาวะตลาดสาร LAB

ราคาสาร LAB และส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ ใน Q2/69 คาดว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 สอดคล้องกับทิศทางของราคาสารตั้งต้นอย่างน้ำมันดิบ ซึ่งได้รับแรงหนุนจากความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบที่อยู่ในภาวะจำกัด อันเป็นผลมาจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ยังคงยืดเยื้อ ท่ามกลางอุปทานสาร LAB ในภูมิภาคมีแนวโน้มตึงตัวมากขึ้น จากการขาดแคลนสารตั้งต้นและการปรับลดอัตราการผลิตของผู้ผลิตในภูมิภาค ประกอบกับอุปสงค์ LAB ในภูมิภาคเอเชียที่คาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นในช่วงฤดูร้อนซึ่งเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้สูงสุดของปี อย่างไรก็ตาม ตลาดเริ่มมีสัญญาณความกังวลว่าผู้ผลิตอาจปรับไปใช้ผลิตภัณฑ์กลุ่มน้ำมันปาล์มทดแทนบางส่วน เพื่อบรรเทาผลกระทบจากราคาสาร LAB ที่ยังอยู่ในระดับสูง ซึ่งอาจเป็นความเสี่ยงต่อความต้องการใช้สาร LAB ในระยะถัดไป

ภาพรวมในช่วง 2H/69 คาดการณ์ว่าราคาสาร LAB จะปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับราคาสาร LAB ในช่วง 2H/68 เนื่องจากราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันอากาศยาน และสารเบนซีนที่ปรับเพิ่มขึ้น ซึ่งสวนทางกับส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ที่คาดว่าใน 2H/69 จะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ 2H/68 หลังตลาดยังคงต้องเผชิญแรงกดดันจากอุปทานส่วนเพิ่มที่ทยอยเข้าสู่ตลาดอย่างต่อเนื่อง โดยโรง Tamilnadu Petroproducts Limited (TPL) ในประเทศอินเดีย มีแผนการเพิ่มกำลังการผลิต 40,000 ตันต่อปี และ โรง Sinopec Jinling Petrochemical ในประเทศจีน มีแผนการเพิ่มกำลังการผลิต 50,000 ตันต่อปี คาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการได้ในช่วง Q3/69 (เลื่อนมาจาก Q2/69) ขณะที่โรง Unggul Indah Cahaya Tbk (UIC) ในประเทศอินโดนิเซีย มีแผนเพิ่มกำลังการผลิต 120,000 ตันต่อปี คาดว่าจะสามารถเริ่มดำเนินการได้ในช่วง 2H/69 ส่งผลให้ตลาดในภาพรวมอาจต้องเผชิญกับภาวะอุปทานล้นตลาด ประกอบกับอุปสงค์ LAB ในภูมิภาคเอเชียที่คาดว่าจะชะลอตัวลงในช่วงฤดูมรสุม (มิถุนายน–กันยายน) ซึ่งเป็นช่วงที่มีการใช้ผลิตภัณฑ์ทำความสะอาดลดลง

ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

คาดการณ์ว่าส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตารวมถึงราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานใน Q2/69 จะปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบ Q1/69 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานที่มีแนวโน้มตึงตัวขึ้น จากการปรับลดกำลังการผลิตของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 และกลุ่มที่ 2 ในภูมิภาคเอเชีย หลังวัตถุดิบซึ่งใช้ในการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานตึงตัวจากผลกระทบของการปิดช่องแคบฮอร์มุซ

ในช่วง 2H/69 คาดการณ์ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตา และราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานมีแนวโน้มอ่อนตัวลงเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ 2H/68 หลังคาดการณ์ว่าสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลางจะผ่อนคลายลง ประกอบกับได้รับแรงกดดันจากอุปทานใหม่จากโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 และกลุ่มที่ 3 ในอินเดียที่จะเปิดดำเนินการในปีนี้

ภาวะตลาดยางมะตอย

ภาวะตลาดยางมะตอย คาดการณ์ราคายางมะตอยและส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาใน Q2/69 จะปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 หลังตลาดได้รับแรงหนุนการส่งออกยางมะตอยของอิหร่านอยู่ในภาวะตึงตัว ซึ่งเป็นผลกระทบจากความตึงเครียดในตะวันออกกลาง เนื่องจากอิหร่านถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาค

ในช่วง 2H/69 คาดการณ์ราคายางมะตอยจะปรับลดลง และส่วนต่างราคาน้ำมันยางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาจะปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q1/69 และ 2H/68 หลังราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มลดลง ภายหลังสถานการณ์ความตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านคลี่คลายลง

6. ภาคผนวก

6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัทฯ และบริษัทในกลุ่มมีแผนการลงทุนโครงการในอนาคตที่ได้รับอนุมัติ ตั้งแต่ปี 2568 ถึงปี 2572 เป็นจำนวนรวมทั้งสิ้น 1,902 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยเป็นโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project) 2,275 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นของบริษัทฯ ที่อยู่ระหว่างดำเนินการ 254 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ตามรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนปี 2568 – 2572 ดังแสดงในตารางด้านล่างนี้

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

งบประมาณลงทุน (หน่วยล้านเหรียญสหรัฐฯ)

ข้อมูล ณ มีนาคม 2569

โครงการ		ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ปี 2569-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,275
	ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	34
	การขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน	(661)
รวมงบประมาณลงทุนของโครงการพลังงานสะอาด*		**1,648**
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ		**254**
โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)		
โครงการลงทุนทางด้านโลจิสติกส์และสาธารณูปโภค (เช่น โครงการก่อสร้างสถานีสูบน้ำดิบและท่อส่งน้ำดิบสายใหม่จากอ่างเก็บน้ำบางพระ)		
โครงการลงทุนอื่น (เช่น การลงทุนเชิงกลยุทธ์ผ่านกองทุนร่วมลงทุนขององค์กร และการปรับเปลี่ยนองค์กรสู่ดิจิทัล)		
รวมงบประมาณของโครงการทั้งหมด		**1,902**

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

หมายเหตุ : ไม่รวมค่าบำรุงรักษาประจำปีประมาณ 40 ล้านเหรียญสหรัฐฯ ต่อปี

6.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP)

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

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

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

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

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

---

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

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

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

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

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

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