คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงิน
บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)

สำหรับผลการดำเนินงาน
ประจำไตรมาสที่ 3/2569

สารบัญ

หน้า

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม 2

2. ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 6

2.1 ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ 6

2.2 การจัดหาน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 7

2.3 ผลกระทบด้านสภาพคล่องและผลประกอบการใน 9M/69 8

2.4 แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง 8

2.5 ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยออยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดใน Q4/69 11

3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ 13

3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน 14

3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ 17

3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene 19

3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 20

3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า 22

3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์ 23

3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟิน 24

3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล 24

4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์ 26

4.1 งบฐานะการเงิน 26

4.2 งบกระแสเงินสด 28

4.3 อัตราส่วนทางการเงิน 29

5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาส 4 ปี 2569 และปี 2570 30

6. ภาคผนวก 33

6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต 33

6.2 สรุปแผนการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project: CFP) 33

คำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) และบริษัทในกลุ่ม

สำหรับผลการดำเนินงานประจำไตรมาสที่ 3/2569

1. ภาพรวมผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ตาราง 1: สรุปผลการดำเนินงานของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่ม (kbd)	304	296	8	228	76	305	284	21
กำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่ม[1] (US$/bbl)								
: ธุรกิจการกลั่นน้ำมัน	19.9	21.2	(1.3)	3.5	16.4	17.9	4.1	13.8
: ธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ และสาร LAB	0.7	0.8	(0.1)	0.5	0.1	0.8	0.8	0.0
: ธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	2.2	1.9	0.3	1.1	1.1	1.7	1.0	0.7
ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	**22.8**	**23.9**	**(1.1)**	**5.2**	**17.6**	**20.5**	**5.9**	**14.6**
รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	**30.9**	**11.7**	**19.2**	**7.4**	**23.5**	**27.6**	**5.3**	**22.3**

ล้านบาท	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
รายได้จากการขาย	136,272	129,709	6,563	80,049	56,223	380,790	285,405	95,385
กำไร (ขาดทุน) จากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิ[2]	(922)	(6,476)	5,554	466	(1,388)	(7,107)	525	(7,632)
EBITDA	**26,733**	**8,915**	**17,818**	**3,897**	**22,836**	**67,288**	**11,638**	**55,650**
กำไร (ขาดทุน) จากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน	(1,283)	5,053	(6,336)	(558)	(725)	(4,812)	(987)	(3,825)
กำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยน[3]	(231)	(690)	459	321	552	1,057	17	1,040
กำไร (ขาดทุน) จากการซื้อคืนหุ้นกู้	31	37	(6)	1,372	(1,341)	2,504	4,067	(1,563)
กำไร (ขาดทุน) จากการต่อรองราคาสุทธิจากการเข้าซื้อธุรกิจ	-	-	-	(19)	19	-	7,044	(7,044)
ต้นทุนทางการเงิน	(542)	(668)	126	(835)	293	(1,892)	(2,787)	895
กลับรายการ (ค่าใช้จ่าย) ภาษีเงินได้	(4,498)	(2,015)	(2,483)	(498)	(4,000)	(11,397)	(1,673)	(9,724)
กำไร (ขาดทุน) สุทธิ	**18,010**	**8,284**	**9,726**	**2,147**	**15,863**	**45,775**	**12,126**	**33,649**
กำไร (ขาดทุน) สุทธิต่อหุ้น (บาท)	**8.06**	**3.71**	**4.35**	**0.96**	**7.10**	**20.49**	**5.43**	**15.06**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	7,580	(10,741)	18,321	1,508	6,072	19,396	(1,582)	20,978
กลับรายการ (รายการปรับลด) มูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี[4]	(3,733)	3,145	(6,878)	76	(3,809)	(6,398)	(335)	(6,063)

อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ)	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ย	33.41	32.76	0.65	32.45	0.96	32.65	33.28	(0.63)
อัตราแลกเปลี่ยน ณ สิ้นงวด	33.72	33.44	0.28	32.46	1.26	33.72	32.46	1.26

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

(2) รวมเฉพาะรายการที่เกิดจากการป้องกันความเสี่ยงราคาสินค้าโภคภัณฑ์

(3) รวมกำไร (ขาดทุน) จากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิของสินทรัพย์และหนี้สินที่เป็นสกุลเงินต่างประเทศใน Q3/69, Q2/69, Q3/68, 9M/69 และ 9M/68 จำนวน (335) ล้านบาท, (848) ล้านบาท, (864) ล้านบาท 482 ล้านบาท, และ 590 ล้านบาท ตามลำดับ

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

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มอยู่ที่ 304 พันบาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นจาก Q2/69 เนื่องจากการกลับมาดำเนินการหลังจากการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยการกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 1 (Crude Distillation Unit 1 : CDU-1) ขณะที่มีรายได้จากการขาย 136,272 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,563 ล้านบาทจาก Q2/69 เนื่องจากปริมาณการจำหน่ายเพิ่มขึ้นตามอัตราการผลิตที่เพิ่มสูงขึ้น

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันอยู่ที่ 22.8 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ลดลง 1.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q2/69 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับลดลงเล็กน้อย จากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันเตากับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับลดลง หลังอุปทานในภูมิภาคปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากจีนกลับมาส่งออกน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดอีกครั้ง ภายหลังรัฐบาลจีนผ่อนคลายมาตรการควบคุมการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป และส่วนต่างราคาน้ำมันเตายังคงถูกกดดันจากราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวสูงขึ้นในเดือนกันยายน 2569 แม้ว่าอุปสงค์น้ำมันเตาจะยังอยู่ในระดับดี จากความต้องการใช้น้ำมันเตาเพื่อการเดินเรือที่เพิ่มขึ้น เนื่องจากการเปลี่ยนเส้นทางขนส่งอันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลให้ระยะเวลาเดินเรือยาวนานขึ้น

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ปรับลดลง โดยได้รับแรงกดดันหลักจากต้นทุนวัตถุดิบโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่อยู่ในระดับสูง ตามราคาน้ำมันดิบและอุปทานที่ยังตึงตัว ประกอบกับอุปสงค์ของอุตสาหกรรมปลายน้ำที่ชะลอตัวลง จากราคาสารพาราไซลีนที่ทรงตัวอยู่ในระดับสูงกดดันอุปสงค์ ขณะที่ปริมาณสินค้าคงคลังของอุตสาหกรรมปลายน้ำหลักอย่างสารโพลีเอสเตอร์ (Polyester) ในประเทศจีนยังอยู่ในระดับสูง

- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ลดลงเล็กน้อย เนื่องจากอุปสงค์ในอินเดียและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่ชะลอตัวลงตามฤดูกาลในช่วงฤดูมรสุมเดือนมิถุนายน - กันยายน ประกอบกับผู้ผลิตผงซักฟอกรายเล็กบางรายลดกำลังการผลิตและปิดตัวลง เนื่องจากต้นทุนสาร LAB อยู่ในระดับสูง

- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานเพิ่มสูงขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาปรับเพิ่มขึ้น หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานยางมะตอยที่ตึงตัว จากการที่สหรัฐอเมริกาดำเนินมาตรการปิดล้อมทางทะเลต่ออิหร่าน ส่งผลให้อิหร่านซึ่งถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาคไม่สามารถส่งออกยางมะตอยได้ ประกอบกับราคาน้ำมันเตาที่ปรับลดลงหนุนส่วนต่างราคายางมะตอย ในขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับตัวลดลงจากสภาวะอุปทานวัตถุดิบตึงตัวน้อยลงและอุปสงค์น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานลดลงในช่วงฤดูฝน

จากราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยที่ปรับตัวสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนกันยายน 2569 หลังกลุ่มฮูตีเปิดฉากโจมตีท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ของซาอุดีอาระเบีย ส่งผลให้ต้องระงับการขนส่งผ่านท่อส่งชั่วคราว ส่งผลต่อความกังวลด้านอุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเพิ่มสูงขึ้น ขณะที่รอบการจัดหาน้ำมันดิบปกติของไทยออยล์มีการสั่งซื้อล่วงหน้า 1-2 เดือนก่อนการเข้ากลั่น ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมัน โดยใน Q3/69 ไทยออยล์มีรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี 3,733 ล้านบาท ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันสุทธิกับรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี 3,847 ล้านบาท ขณะที่ใน Q2/69 ไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันสุทธิกับการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษี 7,596 ล้านบาท เมื่อรวมกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงจากการป้องกันความเสี่ยงสินค้าโภคภัณฑ์ 922 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รายงาน EBITDA 26,733 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 17,818 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ใน Q3/69 กลุ่มไทยออยล์ไม่ได้รับผลกระทบจากการรับรู้ค่าเผื่อผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ ขณะที่ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์มีรายการค่าเผื่อผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด 1,000 ล้านบาท เมื่อรวมขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงิน ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิ 18,010 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 8.06 บาทต่อหุ้น เพิ่มขึ้น 9,726 ล้านบาท

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มเพิ่มขึ้น เนื่องจากใน Q3/68 มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผนของหน่วยกลั่นน้ำมันดิบที่ 3 (Crude Distillation Unit 3 : CDU-3) ซึ่งเป็นหน่วยการกลั่นที่ใหญ่ที่สุด ขณะที่มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 56,223 ล้านบาท ตามราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ จากเหตุการณ์ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 17.6 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก Q3/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปทุกผลิตภัณฑ์กับน้ำมันดิบดูไบปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากภาวะอุปทานที่ตึงตัว อันเป็นผลมาจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางในช่วงปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 เป็นต้นมา
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ลดลง เนื่องจากต้นทุนวัตถุดิบโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ รวมทั้งอุปสงค์สารอะโรเมติกส์ของอุตสาหกรรมปลายน้ำที่ลดลงจากราคาวัตถุดิบที่สูงขึ้น และปริมาณสารคงคลังของสารปลายน้ำที่อยู่ในระดับสูง ส่งผลกดดันต่อส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์
- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มขึ้น จากภาวะอุปทานตึงตัวในภูมิภาค อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ โดยเฉพาะในอินเดียที่พึ่งพาการนำเข้าสาร LAB จากแหล่งดังกล่าว ประกอบกับการปิดซ่อมบำรุงโรงงานผลิต LAB ในจีน ส่งผลให้อุปทานในตลาดตึงตัวมากยิ่งขึ้น
- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับเพิ่มสูงขึ้น จากภาวะอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานที่ตึงตัว ภายหลังโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่ม 3 ในประเทศกาตาร์ซึ่งคิดเป็นมากกว่าร้อยละ 14 ของกำลังการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่ม 3 ของโลกต้องหยุดดำเนินการเพื่อซ่อมบำรุงเนื่องจากผลกระทบของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ประกอบกับอุปสงค์น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่ม 1 และกลุ่ม 2 ปรับเพิ่มขึ้นจากการทดแทนน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่ม 3

ทั้งนี้ จากราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นเมื่อเทียบกับช่วง Q3/68 จากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันสุทธิจากรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปก่อนภาษีเพิ่มขึ้น 2,263 ล้านบาท เมื่อรวมกับขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงสุทธิจากการป้องกันความเสี่ยงสินค้าโภคภัณฑ์เพิ่มขึ้น 1,388 ล้านบาท ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 22,836 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ใน Q3/69 ไทยออยล์รับรู้กำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ลดลงจำนวน 1,341 ล้านบาท ซึ่งการซื้อคืนหุ้นกู้เป็นไปตามแผนการลดหนี้ของไทยออยล์ ดังนั้น เมื่อรวมผลขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมของเครื่องมือทางการเงิน ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยน ค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 15,863 ล้านบาทจาก Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 กลุ่มไทยออยล์มีปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตของกลุ่มเพิ่มขึ้น และมีรายได้จากการขาย 380,790 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 95,385 ล้านบาท ตามราคาน้ำมันดิบที่ปรับตัวสูงขึ้นจากเหตุการณ์ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ตั้งแต่ช่วงปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 เป็นต้นมา

กลุ่มไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการผลิตของกลุ่มไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 20.5 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 14.6 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจาก 9M/68 จากปัจจัยดังนี้

- ค่าการกลั่นปรับเพิ่มขึ้นสาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลเทียบกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น จากภาวะอุปทานที่ตึงตัวจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจอะโรเมติกส์ปรับลดลง จากส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ปรับลดลง จากต้นทุนวัตถุดิบโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ และอุปสงค์สารปลายน้ำที่อ่อนแอส่งผลกดดันต่อส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์

- กำไรขั้นต้นจากธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene (LAB) ปรับเพิ่มขึ้น จากภาวะอุปทานในภูมิภาคที่ตึงตัว อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

- กำไรขั้นต้นของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานปรับเพิ่มสูงขึ้น จากอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานตึงตัวจากการปิดซ่อมบำรุงโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ในกาตาร์ อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ทั้งนี้ ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน 9M/69 ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นตามแรงหนุนจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันสุทธิจากรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูปเพิ่มขึ้น 14,915 ล้านบาท เมื่อรวมกับผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงจากการป้องกันความเสี่ยงสินค้าโภคภัณฑ์ 7,107 ล้านบาท ส่งผลให้มี EBITDA 67,288 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 55,650 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์รับรู้ขาดทุนจากการวัดมูลค่ายุติธรรมเครื่องมือทางการเงินเพิ่มขึ้น 3,825 ล้านบาท และมีกำไรจากการซื้อคืนหุ้นกู้ลดลง 1,563 ล้านบาท ขณะที่ใน 9M/68 กลุ่มไทยออยล์มีการรับรู้ส่วนแบ่งกำไรพิเศษจากเงินลงทุนในบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP) (ซึ่งกลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นใน สัดส่วนร้อยละ 15) ซึ่งเกิดจากการต่อรองราคาจากการเข้าซื้อธุรกิจในประเทศสิงคโปร์ 7,044 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม ใน 9M/69 กลุ่มไทยออยล์มีรายการค่าเผื่อผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้างของโครงการพลังงานสะอาด 1,000 ล้านบาท ดังนั้น เมื่อรวมกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยน ค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีกำไรสุทธิสำหรับ 9M/69 45,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 33,649 ล้านบาทจาก 9M/68

ทั้งนี้ ใน 9M/69 ไทยออยล์ยังคงมีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานเพื่อให้ประเทศมีน้ำมันใช้อย่างต่อเนื่อง โดยไทยออยล์ยังคงดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบอย่างเต็มที่ แม้ในช่วงที่ราคาน้ำมันดิบและต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาอยู่ในระดับสูงและมีความผันผวน ทั้งนี้ ต้นทุนน้ำมันดิบดังกล่าวจะสะท้อนในผลการดำเนินงานในรอบถัดไปตามรอบการจัดหา ตามรายละเอียดผลกระทบที่มี**ระบุไว้ใน ส่วนที่ 2 : ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง**

<u>เหตุการณ์สำคัญใน 9M/69</u>

- เมื่อวันที่ 15 มกราคม 2569 กลุ่มไทยออยล์ดำเนินการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (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) ได้แจ้งเหตุการณ์น้ำมันดิบรั่วไหลบริเวณทุ่นผูกเรือกลางทะเลหมายเลข 2 (SBM-2) เมื่อวันที่ 6 มิถุนายน 2568 นั้น ซึ่งภายหลังกรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขาชลบุรี ได้มีคำสั่งระงับการใช้การใช้ทุ่น SBM-2 เป็นการชั่วคราว จนกว่าจะได้ดำเนินการแก้ไขปรับปรุง ตรวจสอบ ยืนยันความมั่นคงและความปลอดภัยของทุ่นดังกล่าวให้แล้วเสร็จ บัดนี้ กรมเจ้าท่าภูมิภาคสาขา

ชลบุรี ได้มีหนังสือแจ้งยกเลิกคำสั่งระงับการใช้ทุน SBM-2 อย่างเป็นทางการแล้ว ส่งผลให้ไทยออยล์สามารถกลับมาใช้งานทุ่น 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 ซึ่งเป็นไปตามนโยบายการจ่ายเงินปันผลของบริษัทฯ ที่กำหนดให้จ่ายเงินปันผลไม่น้อยกว่าร้อยละ 25 ของกำไรสุทธิภายหลังการหักทุนสำรองต่าง ๆ ทุกประเภทตามที่กำหนดไว้ในข้อบังคับของบริษัทฯ ทั้งนี้ เมื่อหักเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนแรกของปี 2568 ในอัตรา 0.80 บาทต่อหุ้น แล้วบริษัทฯจึงคงเหลือเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงาน 6 เดือนหลังของปี 2568 ในอัตรา 1.00 บาทต่อหุ้น ซึ่งจ่ายเมื่อวันที่ 27 เมษายน 2569
- เมื่อวันที่ 30 เมษายน 2569 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ครั้งที่ 4/2569 มีมติอนุมัติการปรับเพิ่มวงเงินกู้ยืมและวงเงินให้กู้ยืมภายใต้สัญญาการบริหารสภาพคล่องระยะสั้นระหว่างกัน (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 ทั้งนี้ การปรับเพิ่มวงเงินดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นและประสิทธิภาพในการบริหารสภาพคล่อง รวมทั้งสะท้อนถึงการสนับสนุนทางการเงินที่แข็งแกร่งจากบริษัทแม่
- เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2569 ที่ประชุมคณะกรรมการบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) ครั้งที่ 8/2569 มีมติอนุมัติการจ่ายเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานงวดครึ่งปีแรกของปี 2569 ในอัตรา 1.40 บาทต่อหุ้น โดยจ่ายเป็นเงินสดให้แก่ผู้ถือหุ้นของบริษัท คิดเป็นจำนวนเงินรวม 3,127 ล้านบาท ซึ่งจ่ายเมื่อวันที่ 24 กันยายน 2569
- เมื่อวันที่ 28 ตุลาคม 2569 บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (บริษัทฯ) ได้แจ้งความคืบหน้าเกี่ยวกับธุรกรรมการซื้อขายหน่วยผลิตพลังงาน (Energy Recovery Unit: ERU) ภายใต้สัญญาซื้อขายทรัพย์สินลงวันที่ 10 พฤษภาคม 2562 ระหว่างบริษัทฯ และบริษัท เอนเนอยี รีคอฟเวอรี่ ยูนิต จำกัด ซึ่งเป็นบริษัทย่อยที่บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (GPSC) ถือหุ้นทั้งหมด โดยแม้เดิมทั้งสองฝ่ายคาดว่าจะได้ข้อสรุปภายในวันที่ 30 ตุลาคม 2569 ตามที่บริษัทฯ ได้แจ้งต่อตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทยเมื่อวันที่ 1 กันยายน 2569 แต่บริษัทฯ และ GPSC ได้ตกลงขยายระยะเวลาการหารือร่วมกันออกไปจนถึงวันที่ 29 มกราคม 2570 เพื่อให้ทั้งสองฝ่ายมีเวลาเพียงพอในการศึกษาและวิเคราะห์แนวทางที่เป็นไปได้ในการแก้ไขสัญญาและสัญญาที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ บนข้อกำหนดและเงื่อนไขที่เป็นที่ยอมรับร่วมกันของทั้งสองฝ่าย

2. ผลกระทบจากความตึงเครียดของเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

2.1 ผลกระทบด้านราคาน้ำมันดิบ

จากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่าน ซึ่งเริ่มตั้งแต่วันที่ 28 กุมภาพันธ์ 2569 และส่งผลให้ช่องแคบฮอร์มุซปิดตัว ทำให้อุปทานน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นประมาณร้อยละ 20 ของอุปทานโลกไม่สามารถขนส่งผ่านเส้นทางดังกล่าวได้ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงเดือนมีนาคม - เดือนพฤษภาคม 2569 โดยตลาดสะท้อนค่าความเสี่ยงจากภาวะสงคราม (War Risk Premium) ในราคาน้ำมันดิบที่ใช้อ้างอิง (น้ำมันดิบเบรนท์และดูไบ) และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ที่ซื้อขายในตลาด อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ดังกล่าวเริ่มคลี่คลายในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 หลังจากที่สหรัฐอเมริกาและอิหร่าน บรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวและลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ส่งผลให้การเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยกลับมาดำเนินการ โดยอุปทานน้ำมันดิบที่คงค้างในอ่าวเปอร์เซียออกสู่ตลาดอย่างรวดเร็ว รวมถึงผู้ผลิตในภูมิภาคเริ่มทยอยเพิ่มกำลังการผลิตและการส่งออกมากขึ้น กดดันราคาน้ำมันดิบให้ปรับลดลงในช่วงปลาย Q2/69 อย่างไรก็ตาม ใน Q3/69 ช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2569 เรือพาณิชย์ที่เดินทางผ่านฮอร์มุซถูกโจมตี และสหรัฐอเมริกาประกาศยุติข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวพร้อมดำเนินการปิดล้อมท่าเรืออิหร่าน ส่งผลให้ตลาดกลับมากังวลต่อความเสี่ยงด้านอุปทานน้ำมันดิบอีกครั้ง และในช่วงต้นเดือน

กันยายน 2569 กลุ่มฮูตีเปิดฉากโจมตีท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ของซาอุดีอาระเบีย จนส่งผลให้ต้องระงับการขนส่งผ่านท่อดังกล่าว จึงส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยในเดือนกันยายนปรับเพิ่มมาอยู่ในระดับสูงอีกครั้ง

ทั้งนี้ บริษัทฯ มีแนวปฏิบัติในการจัดซื้อน้ำมันดิบล่วงหน้าประมาณ 1–2 เดือนก่อนเข้าสู่กระบวนการผลิต ซึ่งเป็นแนวปฏิบัติปกติของธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันของไทยออยล์ เพื่อให้มั่นใจว่าจะมีวัตถุดิบเพียงพอต่อการผลิตอย่างต่อเนื่องและรองรับความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ โดยการจัดซื้อดังกล่าวมิได้มีวัตถุประสงค์เพื่อการเก็งกำไรหรือการบริหารสต๊อกเพื่อแสวงหาผลประโยชน์จากความผันผวนของราคาน้ำมันแต่อย่างใด อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ความตึงเครียดในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงขึ้นตั้งแต่ช่วงปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 จนนำไปสู่การปิดช่องแคบฮอร์มุซ ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกปรับตัวสูงขึ้นในช่วงเวลาดังกล่าว ดังนั้น น้ำมันดิบที่บริษัทฯ นำเข้ามาใช้ในการกลั่นตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 เป็นต้นไป ซึ่งเป็นน้ำมันดิบที่ได้จัดซื้อไว้ล่วงหน้าในช่วงที่สถานการณ์มีความตึงเครียด จึงมีต้นทุนอยู่ในระดับสูง และส่งผลให้ต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้ในการผลิตใน Q2/69 ปรับเพิ่มขึ้นตามไปด้วย ขณะที่สถานการณ์ความขัดแย้งมีแนวโน้มคลี่คลายในช่วงเดือนมิถุนายน 2569 จากการบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวและลงนามในบันทึกความเข้าใจ (MOU) ส่งผลให้การเดินเรือผ่านช่องแคบฮอร์มุซทยอยกลับมาดำเนินการ ทำให้ราคาน้ำมันดิบอ้างอิงในตลาดช่วงดังกล่าวปรับลดลงอย่างรวดเร็ว ดังนั้น ไทยออยล์จึงรับรู้ขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันใน Q2/69 เป็นจำนวน 10,741 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 12.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล อย่างไรก็ตาม สถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางมีแนวโน้มตึงเครียดขึ้นอีกครั้งใน Q3/69 โดยในเดือนกันยายน 2569 ท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ของซาอุดีอาระเบียโดนโจมตี ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบดูไบและเบรนท์เฉลี่ยเดือนกันยายน 2569 เทียบกับเดือนสิงหาคม 2569 ปรับเพิ่มขึ้นประมาณ 25 - 26 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ดังนั้น ไทยออยล์จึงรับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันใน Q3/69 จำนวน 7,580 ล้านบาท หรือเทียบเท่า 8.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล จากปัจจัยข้างต้นสะท้อนให้เห็นว่าสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนอย่างมาก และจากการจัดซื้อน้ำมันดิบล่วงหน้า 1-2 เดือน ตามลักษณะการดำเนินธุรกิจโรงกลั่นเพื่อให้มีวัตถุดิบเพียงพอต่อการผลิตอย่างต่อเนื่อง ทำให้ผลประกอบการของกลุ่มไทยออยล์ได้รับผลกระทบจากกำไรและขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน ซึ่งเป็นการสะท้อนความเสี่ยงของการดำเนินงานธุรกิจการกลั่นน้ำมันจากความผันผวนของราคาน้ำมันดิบที่มีทั้งขึ้นและลง

ภายใต้สถานการณ์ดังกล่าว กลุ่มไทยออยล์มีบทบาทสำคัญในการสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เพื่อให้มีปริมาณน้ำมันเพียงพอและต่อเนื่องในช่วงที่ตลาดมีความผันผวนสูง โดยไทยออยล์ได้ร่วมมือกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ในการดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบเพื่อตอบสนองความต้องการใช้น้ำมันในประเทศและสนับสนุนความมั่นคงด้านพลังงาน ไทยออยล์รักษาระดับการผลิตและมีการจัดหาน้ำมันให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ภายในประเทศอย่างต่อเนื่อง สะท้อนถึงเจตนารมณ์ในการให้ความสำคัญกับความมั่นคงทางพลังงาน ควบคู่ไปกับการดำเนินธุรกิจอย่างมีความรับผิดชอบและโปร่งใสต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่าย

2.2 การจัดหาน้ำมันดิบในช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ไทยออยล์ได้ดำเนินการจัดหาน้ำมันดิบอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศ ภายใต้สถานการณ์ที่มีความผันผวนและการขนส่งน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางที่ได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญ

- ใน Q1/69 กลุ่มไทยออยล์รับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นร้อยละ 91 ของปริมาณรับและเข้ากลั่นทั้งหมด รองลงมาคือ จากในประเทศร้อยละ 6 จากตะวันออกไกลร้อยละ 2 และจากแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 1 ตามลำดับ
- ใน Q2/69 กลุ่มไทยออยล์ได้ปรับสัดส่วนการจัดหาน้ำมันดิบอย่างมีนัยสำคัญ โดยลดการพึ่งพาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง และเพิ่มการกระจายการจัดหาจากภูมิภาคอื่น โดยปรับลดน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเหลือเพียงร้อยละ 59 ของปริมาณรับและเข้ากลั่นทั้งหมด รองลงมาคือจากแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 32 ในประเทศร้อยละ 7 และจากตะวันออกไกลร้อยละ 2
- ใน Q3/69 กลุ่มไทยออยล์คงสัดส่วนการรับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางที่ร้อยละ 59 ของปริมาณรับและเข้ากลั่นทั้งหมด รองลงมาคือจากแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 34 ในประเทศร้อยละ 6 และจากตะวันออกไกลร้อยละ 1
- ใน Q4/69 กลุ่มไทยออยล์มีแผนการจัดหาน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 73 เนื่องจากมีการรับน้ำมันดิบตามสัญญาซื้อขายระยะยาวและการจัดหาจากตลาดจรที่อยู่นอกพื้นที่ความขัดแย้งเพิ่มขึ้น รองลงมาคือจากแอฟริกาและอเมริการ้อยละ 23 และในประเทศร้อยละ 4

ทั้งนี้ ไทยออยล์ได้ประเมินความเหมาะสมของน้ำมันดิบทางเลือกกับกระบวนการกลั่นไว้ล่วงหน้า เพื่อให้สามารถปรับแผนจัดหาได้ตามสถานการณ์ และยังคงติดตามสถานการณ์ตลาดและความเสี่ยงด้านการขนส่งอย่างใกล้ชิด พร้อมปรับแผนจัดซื้อ แหล่งจัดหา และกำหนดการขนส่ง โดยคำนึงถึงความเหมาะสมกับกระบวนการกลั่น ความมั่นคงด้านอุปทาน และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ควบคู่กัน เพื่อให้มั่นใจว่าไทยออยล์สามารถจัดหาน้ำมันดิบได้อย่างเพียงพอและตอบสนองต่ออุปสงค์ภายในประเทศได้อย่างต่อเนื่อง

2.3 ผลกระทบด้านสภาพคล่องและผลประกอบการใน 9M/69

- จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ดำเนินอยู่อย่างต่อเนื่องตั้งแต่ปลายเดือนกุมภาพันธ์ 2569 ส่งผลกระทบต่อทั้งอุปทานน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป โดยใน 9M/69 ค่าการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันยังอยู่ในระดับสูง เนื่องจากอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปทั่วโลกตึงตัว จากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางที่ถูกจำกัด ประกอบกับอุปทานจากรัสเซียที่ยังคงตึงตัวจากมาตรการควบคุมการส่งออก นอกจากนี้ ด้านราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มสูงขึ้นจากแรงหนุนด้านอุปทานน้ำมันดิบที่ตึงตัวเมื่อเทียบกับปีก่อน สาเหตุหลักจากความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ส่งผลกลุ่มไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันสุทธิจากรายการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 12,998 ล้านบาท จากปัจจัยที่กล่าวมาข้างต้น ส่งผลให้ใน 9M/69 กลุ่มไทยออยล์รายงาน EBITDA 67,288 ล้านบาท และกำไรสุทธิ 45,775 ล้านบาท
- ในช่วงเดือนเมษายนถึงเดือนตุลาคม 2569 คณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติปรับลดราคาน้ำมันดีเซล ณ โรงกลั่นลง 2-5 บาทต่อลิตร เพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชนในช่วงที่ราคาพลังงานโลกมีความผันผวนสูง ทั้งนี้ มาตรการดังกล่าวส่งผลกระทบต่อกระแสเงินสดและรายได้จากการดำเนินงานของกลุ่มไทยออยล์ใน 9M/69 4,850 ล้านบาท
- ณ สิ้นวันที่ 30 กันยายน 2569 ไทยออยล์มียอดลูกหนี้คงค้างกับกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงจำนวน 10,779 ล้านบาท ซึ่งเป็นไปตามกลไกของกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่ภาครัฐใช้เป็นเครื่องมือรักษาเสถียรภาพราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิงภายในประเทศ

2.4 แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลาง

ตารางด้านล่างจัดทำขึ้นจากข้อมูลจริงในช่วงมกราคม - กันยายน 2569 และสมมติฐานของบริษัทฯ ในช่วงเดือนตุลาคมถึงเดือนธันวาคม 2569 โดยอ้างอิงจากข้อมูลตลาดและผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจน้ำมัน บนสมมติฐานว่าการส่งออกน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลางเริ่มทยอยฟื้นตัว ขณะที่การส่งออกผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปจากภูมิภาคตะวันออกกลางและรัสเซียยังคงจำกัด

หน่วย: US$/bbl	Q1/69	Q2/69	Q3/69	Q4/69 (F)	2569 (F)
ราคาน้ำมันดิบดูไบ (Dubai)	86.3	96.1	93.1	94.9	92.6

หน่วย: US$/bbl ค่าการกลั่น	Q1/69	Q2/69	Q3/69	Q4/69 (F)	2569 (F)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง	20.2	44.3	40.8	38.4	35.9
หัก Crude Premium[1] ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(4.6)	(16.9)	(14.7)	(26.7)	(15.7)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(2.9)	(3.6)	(3.2)	(3.6)	(3.3)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล[2]	**12.7**	**23.8**	**22.9**	**8.2**	**16.9**
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น[3]	-	(2.6)	(2.8)	-	(1.3)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	**12.7**	**21.2**	**20.1**	**8.2**	**15.6**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	**25.3**	**(12.2)**	**8.2**	**(6.2)**	**3.8**
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน[4]	**38.0**	**9.0**	**28.3**	**2.0**	**19.3**

หน่วย: บาท/ลิตร ค่าการกลั่น	Q1/69	Q2/69	Q3/69	Q4/69 (F)	2569 (F)
ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปอ้างอิงสิงคโปร์ตามสัดส่วนการผลิตของไทยออยล์เทียบกับราคาน้ำมันดิบดูไบที่ยังไม่ได้รวมค่าใช้จ่ายอื่นที่เกี่ยวข้อง	4.0	9.1	8.6	8.0	7.4
หัก Crude Premium[1] ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัย	(0.9)	(3.5)	(3.1)	(5.6)	(3.2)
หัก ค่าสูญเสียระหว่างกระบวนการผลิต และค่าสาธารณูปโภค	(0.6)	(0.7)	(0.7)	(0.8)	(0.7)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนปรับลดราคาดีเซล[2]	**2.5**	**4.9**	**4.8**	**1.6**	**3.5**
ผลกระทบจากการปรับลดราคาดีเซลหมุนเร็ว ณ โรงกลั่น[3]	-	(0.5)	(0.6)	-	(0.3)
ค่าการกลั่นของไทยออยล์หลังปรับลดราคาดีเซล	**2.5**	**4.4**	**4.2**	**1.6**	**3.2**
กำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมันก่อนภาษี	**5.1**	**(2.5)**	**1.7**	**(1.3)**	**0.8**
ค่าการกลั่นรวมกำไร (ขาดทุน) จากสต๊อกน้ำมัน[4]	**7.6**	**1.9**	**5.9**	**0.3**	**4.0**

หมายเหตุ :

[1] Crude Premium คือ ราคาส่วนต่างของน้ำมันดิบที่เข้ากลั่นเทียบกับน้ำมันดิบดูไบ ซึ่งสะท้อนความแตกต่างด้านคุณภาพของน้ำมันดิบและสภาวะตลาด

[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) 9 – 23 กรกฎาคม 2569 ปรับลด 1.4 บาทต่อลิตร 5) 24 กรกฎาคม – 15 กันยายน 2569 ปรับลด 2.4 บาทต่อลิตร 6) 16 30 กันยายน 2569 ปรับลด 4 บาทต่อลิตร

[4] ค่าการกลั่นทางบัญชีของไทยออยล์ ยังไม่ใช่ผลกำไรที่แท้จริงของธุรกิจโรงกลั่น เนื่องจากยังไม่ได้รวม การกลับรายการ (รายการปรับลด) จากมูลค่าสินค้าคงเหลือน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป 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) ใน 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) ใน Q3/69 ไทยออยล์มีค่าใช้จ่ายประมาณ 3.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือประมาณ 0.8 บาทต่อลิตร) ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน 1.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.4 บาทต่อลิตร) ดอกเบี้ยจ่าย 0.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร) และค่าเสื่อมราคา 1.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (หรือ 0.2 บาทต่อลิตร)

ข้อความสงวนสิทธิ (Disclaimer) เกี่ยวกับข้อมูลประมาณการและการคาดการณ์

- ข้อมูลการคาดการณ์ แนวโน้ม และแบบจำลองที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้ จัดทำขึ้นบนพื้นฐานของสมมติฐาน ณ ขณะปัจจุบัน โดยอ้างอิงจากข้อมูลภายในของไทยออยล์ ร่วมกับข้อมูลที่เผยแพร่โดยแหล่งข้อมูลตลาดและสำนักวิจัยต่าง ๆ ซึ่งไทยออยล์ได้นำมาประมวลผลวิเคราะห์ และประเมินภายใต้ดุลยพินิจของฝ่ายจัดการ ทั้งนี้ ข้อมูลการคาดการณ์ดังกล่าวจัดทำขึ้นและเปิดเผยเป็นกรณีเฉพาะกิจ สืบเนื่องมาจากสถานการณ์ความไม่แน่นอนและความขัดแย้งในภูมิภาคตะวันออกกลาง ซึ่งส่งผลกระทบต่อสภาวะตลาด ต้นทุน และห่วงโซ่อุปทานในระดับมหภาค โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สาธารณชนได้รับทราบข้อเท็จจริงที่เกี่ยวข้อง และเพื่อให้นักลงทุนได้รับข้อมูลอย่างเท่าเทียมกัน ภายใต้หลักความโปร่งใสในการเปิดเผยข้อมูลของบริษัทจดทะเบียน
- การเปิดเผยข้อมูลการคาดการณ์ในครั้งนี้ มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อช่วยให้นักลงทุนสามารถเข้าใจบริบทและปัจจัยต่าง ๆ ที่มีหรืออาจส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของไทยออยล์ ทั้งนี้ ข้อมูลดังกล่าวไม่พึงถือเป็นการยืนยันหรือรับประกันผลการดำเนินงานในอนาคต และผลการดำเนินงานที่เกิดขึ้นจริงอาจแตกต่างจากการคาดการณ์ดังกล่าวอย่างมีนัยสำคัญ อันเนื่องมาจากปัจจัยภายนอกและปัจจัยภายในที่อยู่นอกเหนือการควบคุม หรือไม่อาจคาดการณ์ได้ล่วงหน้า
- ข้อมูลที่ปรากฏในเอกสารฉบับนี้จัดทำขึ้นเพื่อวัตถุประสงค์ในการให้ข้อมูลเท่านั้น โดยมิได้มีเจตนาเพื่อชี้นำตลาดทุน หรือเพื่อจูงใจ สนับสนุน หรือชี้นำการตัดสินใจใดๆ เกี่ยวกับการลงทุน การซื้อขายหลักทรัพย์ หรือการทำธุรกรรมใด ๆ ทั้งสิ้น และไม่ถือเป็นคำแนะนำในการลงทุน หรือการรับรองผลตอบแทนในอนาคตแต่อย่างใด
- ไทยออยล์ขอเรียนให้ทราบว่าไทยออยล์ไม่รับผิดชอบต่อความเสียหาย ความสูญเสีย และ หรือค่าใช้จ่ายใดๆ ไม่ว่าโดยทางตรงหรือทางอ้อม อันเนื่องมาจากการนำข้อมูล การคาดการณ์ หรือข้อสมมติฐานที่ปรากฏในเอกสารนี้ไปใช้ ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน และไม่ว่าความเสียหายนั้นจะเกิดขึ้นแก่บุคคลใดก็ตาม

แบบจำลองการคำนวณค่าการกลั่นช่วงความขัดแย้งในตะวันออกกลางปี 2569 ที่รายงานในคำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินประจำ Q3/69 มีความแตกต่างจากรายงานในคำอธิบายและการวิเคราะห์งบการเงินประจำ Q2/69 เนื่องจาก ใน Q2/69 แบบจำลองใช้ข้อมูลจริงในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนกรกฎาคม 2569 และสมมติฐานของบริษัทฯ ในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม 2569 โดยอ้างอิงจากข้อมูลตลาดและผู้เชี่ยวชาญในธุรกิจน้ำมัน บนสมมติฐานว่าเหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางจะคลี่คลายภายใน Q3/69 อย่างไรก็ตาม เหตุการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางยังคงมีความไม่แน่นอน ด้านอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปยังคงถูกจำกัดจากทั้งข้อจำกัดด้านการขนส่งจากตะวันออกกลาง และมาตรการควบคุมการส่งออกจากรัสเซีย ส่งผลให้ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังอยู่ในระดับต่ำ หนุนให้ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบยังคงอยู่ในระดับสูงใกล้เคียงกับที่ประมาณการไว้ อย่างไรก็ตาม ด้านราคาน้ำมันดิบยังคงมีความผันผวน ซึ่งในเดือนกรกฎาคม 2569 เรือพาณิชย์ที่เดินทางผ่านฮอร์มุซถูกโจมตี และสหรัฐอเมริกาประกาศยุติข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวพร้อมดำเนินการปิดล้อมท่าเรืออิหร่าน ซึ่งส่งผลให้ตลาดกลับมากังวลต่อความเสี่ยงด้านอุปทานน้ำมันดิบอีกครั้ง โดยในช่วงต้นเดือนกันยายน 2569 กลุ่มฮูตีเปิดฉากโจมตีท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ของซาอุดีอาระเบีย จนส่งผลให้ต้องระงับการขนส่งผ่านท่อดังกล่าว ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้น ขณะที่น้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นใน Q3/69 ไทยออยล์จัดหาล่วงหน้า 1-2 เดือน ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้กับไรจากสต๊อกน้ำมันใน Q3/69 ต่างจากที่เคยประมาณการที่รับรู้เป็นขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน

ตารางข้างต้นเป็นการจำลองค่าการกลั่นในแต่ละไตรมาสของปี 2569 ซึ่งมีความผันผวนในระดับสูงตามสถานการณ์ตลาด โดยเฉพาะจากความไม่แน่นอนของความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ใน Q3/69 ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบยังคงอยู่ในระดับสูง แม้ว่าจะปรับลดลงเล็กน้อยจาก Q2/69 เนื่องจากส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวลดลง จากการที่จีนผ่อนคลายมาตรการการส่งออกน้ำมันชนิดดังกล่าว ขณะที่ด้านส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยของไทยออยล์ปรับลดลงเล็กน้อย เนื่องจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางมีแนวโน้มผ่อนคลายลงในปลาย Q2/69 ส่งผลให้ค่าการกลั่นของไทยออยล์ก่อนผลกำไรขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันใน Q3/69 ลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ Q2/69 อย่างไรก็ตาม จากความขัดแย้งที่ทวีความรุนแรงขึ้นจากการโจมตีท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ในช่วงปลาย Q3/69 ส่งผลให้ไทยออยล์รับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมัน 8.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และรับรู้ค่าการกลั่นรวมกำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้นจาก Q2/69

ทั้งนี้ ใน Q4/69 ไทยออยล์คาดการณ์ว่าส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับราคาน้ำมันดิบดูไบมีแนวโน้มปรับลดลงเล็กน้อยเทียบกับ Q3/69 จากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของจีนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม ความต้องการใช้น้ำมันสำหรับทำความร้อนในฤดูหนาวมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงปลายปียังคงเป็นปัจจัยหนุนให้ส่วนต่างราคาอยู่ในระดับสูง ขณะที่ด้านต้นทุนน้ำมันดิบ ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium) ค่าระวางเรือและค่าประกันภัยปรับเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ จากความไม่แน่นอนของสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางในช่วงปลาย Q3/69 ต่อเนื่องสู่ช่วงต้น Q4/69 ซึ่งเป็นช่วงการจัดหาน้ำมันดิบสำหรับเข้ากลั่นใน Q4/69 ส่งผลกดดันค่าการกลั่นให้ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/69 ด้านราคาน้ำมันดิบจะมีแนวโน้มอ่อนตัวลงในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงธันวาคม 2569 แต่ด้วยราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูงในเดือนตุลาคม 2569 จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ทำให้ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน Q4/69 คาดว่าจะสูงกว่า Q3/69 เล็กน้อย ทั้งนี้จากราคาน้ำมันดิบที่ปรับลดลงในช่วงปลาย Q4/69 อาจส่งผลให้เกิดขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน และคาดการณ์ค่าการกลั่นรวมขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันมีแนวโน้มปรับลดลงใน Q4/69 อย่างมีนัยสำคัญ

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

2.5 ความเสี่ยงของโรงกลั่นไทยออยล์ภายใต้สถานการณ์ความผันผวนของตลาดใน Q4/69

สำหรับแนวโน้มใน Q4/69 ไทยออยล์ประเมินว่าสถานการณ์ตลาดยังคงมีความไม่แน่นอนและอาจก่อให้เกิดความผันผวน โดยมีปัจจัยเสี่ยงที่ต้องเฝ้าระวัง ดังนี้:

- **ความเสี่ยงด้าน Crude Premium ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยที่อยู่ในระดับสูง อาจกดดันค่าการกลั่นใน Q4/69** เนื่องจากสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ยังคงส่งผลต่อเส้นทางการขนส่งน้ำมันดิบในบางพื้นที่ ทำให้เรือขนส่งบางส่วนต้องเปลี่ยนเส้นทางเดินเรือ ส่งผลให้ระยะเวลาการขนส่งยาวนานขึ้น และทำให้อุปทานเรืออยู่ในภาวะตึงตัว ซึ่งเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ค่า Crude Premium ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยทรงตัวในระดับสูง โดยคาดว่าต้นทุนดังกล่าวใน Q4/69 จะอยู่ที่ประมาณ 26.7 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลเพิ่มขึ้น 12 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบมีแนวโน้มอ่อนตัวลง จากปัจจัยดังกล่าวอาจส่งผลกดดันค่าการกลั่นและผลการดำเนินงานของไทยออยล์ใน Q4/69 ให้ปรับลดลงอย่างมีนัยสำคัญ
- **ความเสี่ยงจากการรับรู้ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน (Stock Loss) ใน Q4/69** จากแนวโน้มราคาน้ำมันดิบที่คาดว่าจะอ่อนตัวลงในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงธันวาคม 2569 โดยได้รับแรงกดดันจากผลการเลือกตั้งกลางเทอมของสหรัฐฯ ซึ่งอาจส่งผลให้ความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์ผ่อนคลายลง ประกอบกับอุปทานน้ำมันดิบที่มีแนวโน้มตึงตัวน้อยลง ขณะที่อุปสงค์น้ำมันโลกยังถูกกดดันจากภาวะเศรษฐกิจโลกที่เปราะบาง ทั้งนี้ เนื่องจากไทยออยล์มีการจัดหาน้ำมันดิบล่วงหน้าประมาณ 1-2 เดือน อาจทำให้ไทยออยล์มีต้นทุนสต๊อกน้ำมันอยู่ในระดับสูงกว่าราคาตลาดที่ปรับลดลงในช่วงปลาย Q4/69 ส่งผลให้บริษัทมีความเสี่ยงจากส่วนต่างระหว่างต้นทุนสต๊อกน้ำมันและราคาตลาด ซึ่งอาจนำไปสู่การรับรู้ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมันและส่งผลกระทบต่อผลการดำเนินงานของไทยออยล์

- **ความเสี่ยงด้านสภาพคล่องจากมาตรการภาครัฐ**
  - ผลกระทบจากนโยบายของคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ซึ่งมีมติให้ปรับลดราคาน้ำมันดีเซล ณ โรงกลั่นลง 2 - 4 บาทต่อลิตร ในช่วงวันที่ 1 ตุลาคม – 30 พฤศจิกายน 2569 ส่งผลให้กระแสเงินสดและรายได้ของกลุ่มไทยออยล์ลดลงประมาณ 2,542 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลกระทบโดยตรงต่อผลประกอบการของไทยออยล์ใน Q4/69
  - ไทยออยล์มีเงินสดคงค้างจากการขอชดเชยคืนจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นจำนวน 12,429 ล้านบาท (ณ วันที่ 31 ตุลาคม 2569) เป็นผลมาจากการที่ภาครัฐใช้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเป็นเครื่องมือพยุงราคาขายปลีกน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อบรรเทาภาระค่าครองชีพของประชาชน ส่งผลให้กระแสเงินสดของไทยออยล์ลดลง 12,429 ล้านบาท โดยข้อมูลจากอดีตในช่วงสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างรัสเซียและยูเครนมีระยะเวลารับคืนเงินชดเชยประมาณ 1-2 ปี

  จากปัจจัยดังกล่าว ส่งผลให้สภาพคล่องของกลุ่มไทยออยล์ลดลงรวมประมาณ 14,971 ล้านบาท ซึ่งจะส่งผลให้เกิดต้นทุนทางการเงินเพิ่มขึ้นโดยประมาณ 449 ล้านบาทต่อปี ต้นทุนดังกล่าวที่เกิดขึ้นไม่ใช่ต้นทุนจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ และไม่ได้ส่งผ่านในราคาน้ำมันให้เป็นภาระของผู้บริโภค ทั้งนี้ ไทยออยล์จะติดตามสถานการณ์ตลาดอย่างใกล้ชิด และบริหารจัดการสภาพคล่องอย่างรอบคอบเพื่อรองรับความผันผวนที่อาจเกิดขึ้น

- **ความเสี่ยงจากความผันผวนของความต้องการใช้น้ำมันสำเร็จรูป** ไทยออยล์ยังคงดำเนินการกลั่นด้วยอัตราการใช้กำลังการผลิตในระดับสูงอย่างต่อเนื่อง เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน และเพื่อให้มั่นใจว่ามีอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปเพียงพอรองรับความต้องการใช้ในประเทศ ขณะที่ประมาณการความต้องการใช้น้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานภายในประเทศยังคงถูกกดดันตามผลกระทบสืบเนื่องจากเหตุการณ์อุทกภัยในประเทศ ประกอบกับข้อจำกัดจากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปบางชนิด ส่งผลให้ไทยออยล์เผชิญความเสี่ยงสำคัญ ดังนี้

  - **การเสียโอกาสทางการค้า (Opportunity Loss)** จากข้อจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปบางชนิด ส่งผลให้ไทยออยล์มีข้อจำกัดในการส่งออกไปยังต่างประเทศ ยกเว้นบางประเทศที่ภาครัฐกำหนด อาทิ สปป.ลาว เมียนมา เวียดนาม ฟิลิปปินส์ และสิงคโปร์ ขณะที่อุปสงค์ของประเทศยังถูกกดดัน ส่งผลให้ระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ไทยออยล์จึงมี

ภาระต้นทุนของการจัดเก็บที่สูงขึ้น และอาจต้องจำหน่ายในราคาที่คาดว่าจะปรับลดลงตามแนวโน้มราคาตลาดล่วงหน้า (Forward Price)

- **ความเสี่ยงต่อการบริหารการผลิต** หากข้อจำกัดด้านการส่งออกยังคงมีอยู่อย่างต่อเนื่อง ควบคู่กับอุปสงค์ในประเทศที่ถูกจำกัดเป็นระยะเวลานาน อาจส่งผลให้ความเสี่ยงด้านการบริหารสินค้าคงคลังเพิ่มขึ้น และไทยออยล์อาจจำเป็นต้องพิจารณาปรับลดกำลังการผลิตให้เหมาะสมกับสถานการณ์ เพื่อรักษาระดับน้ำมันสำเร็จรูปคงคลังให้อยู่ในเกณฑ์ที่เหมาะสมตามมาตรฐานด้านความปลอดภัยและรองรับการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ทั้งนี้ การปรับลดกำลังการผลิตดังกล่าวอาจส่งผลกระทบต่อเนื่องในการผลิตน้ำมันสำเร็จรูป ผลิตภัณฑ์ร่วม และวัตถุดิบสำคัญสำหรับอุตสาหกรรมต่อเนื่อง เช่น ก๊าซหุงต้ม แนฟทา กำมะถัน และผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีบางชนิด ซึ่งอาจส่งผลต่อความต่อเนื่องของห่วงโซ่อุปทานในอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง หากข้อจำกัดดังกล่าวดำเนินต่อเนื่องเป็นระยะเวลานาน

จากปัจจัยความเสี่ยงข้างต้น ส่งผลให้ผลประกอบการใน Q4/69 ของไทยออยล์มีแนวโน้มอ่อนตัวลง ทั้งจากมาตรการภาครัฐ ความเสี่ยงด้าน Crude Premium ค่าขนส่งทางเรือ และค่าประกันภัยที่อยู่ในระดับสูง ผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน และอุปสงค์และอุปทานของน้ำมันสำเร็จรูป ซึ่งความผันผวนดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อทั้งผลประกอบการและสภาพคล่องของไทยออยล์

อย่างไรก็ตาม กลุ่มไทยออยล์ให้ความสำคัญกับเสถียรภาพด้านพลังงานของประเทศเป็นพันธกิจหลัก ดังนั้น เพื่อรักษาความต่อเนื่องในการจัดหาและสำรองพลังงานท่ามกลางความผันผวนนี้ กลุ่มไทยออยล์จึงมีความจำเป็นต้องบริหารจัดการสภาพคล่องให้มีประสิทธิภาพสูงสุด เพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับผลกระทบด้านลบที่อาจจะเกิดขึ้น และให้ความสำคัญกับการพิจารณาผลการดำเนินงานจากการดำเนินธุรกิจตามปกติ ควบคู่กับการบริหารต้นทุนและความเสี่ยงอย่างรอบคอบ เพื่อรักษาความสามารถในการดำเนินธุรกิจ ควบคู่กับการสร้างความสมดุลต่อผู้มีส่วนได้เสียทุกฝ่ายในระยะยาว

3. ข้อมูลสรุปผลการดำเนินงานของกลุ่มธุรกิจ

ตาราง 2: ผลการดำเนินงานแยกตามกลุ่มธุรกิจ

หน่วย: ล้านบาท

รายได้จากการขาย	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**136,272**	**129,709**	**6,563**	**80,049**	**56,223**	**380,790**	**285,405**	**95,385**
โรงกลั่นน้ำมัน	145,692	142,001	3,691	81,040	64,652	409,593	299,117	110,476
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB[1]	23,139	24,065	(926)	9,244	13,895	64,406	42,329	22,077
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	8,188	7,845	343	3,797	4,391	21,846	15,754	6,092
ผลิตไฟฟ้า	3,362	3,264	98	2,295	1,067	9,295	8,273	1,022
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์[2]	5,120	5,313	(193)	3,824	1,296	14,461	12,172	2,289
ผลิตเอทานอล[3]	337	222	115	229	108	817	763	54
อื่นๆ[4]	2,866	2,483	383	1,558	1,308	7,619	5,015	2,604

EBITDA	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**26,733**	**8,915**	**17,818**	**3,897**	**22,836**	**67,288**	**11,638**	**55,650**
โรงกลั่นน้ำมัน	22,892	5,120	17,772	2,501	20,391	56,775	5,395	51,380
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	616	501	115	71	545	2,028	1,434	594
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1,992	1,628	364	643	1,349	4,473	2,278	2,195
ผลิตไฟฟ้า	825	782	43	540	285	2,331	2,141	190
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	380	995	(615)	254	126	1,814	639	1,175
ผลิตสารโอเลฟิน	(3)	(2)	(1)	(2)	(1)	(7)	(7)	-
ผลิตเอทานอล	74	(4)	78	(15)	89	109	39	70
อื่นๆ	1,251	1,162	89	94	1,157	3,250	190	3,060

กำไร / (ขาดทุน) สุทธิ	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
งบการเงินรวม	**18,010**	**8,284**	**9,726**	**2,147**	**15,863**	**45,775**	**12,126**	**33,649**
โรงกลั่นน้ำมัน	15,214	4,841	10,373	716	14,498	35,752	(232)	35,984
ผลิตสารอะโรเมติกส์และสาร LAB	91	(16)	107	(284)	375	375	127	248
ผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน	1,537	1,247	290	461	1,076	3,419	1,683	1,736
ผลิตไฟฟ้า[5]	592	677	(85)	366	226	1,647	1,384	263
ผลิตและจำหน่ายสารทำละลายและเคมีภัณฑ์	264	734	(470)	121	143	1,383	201	1,182
ผลิตสารโอเลฟิน[6]	(23)	655	(678)	(86)	63	670	6,262	(5,592)
ผลิตเอทานอล	19	(12)	31	(30)	49	9	(39)	48
อื่นๆ[7]	871	810	61	978	(107)	4,230	3,001	1,229

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) ศูนย์บริหารเงิน (TC) สำหรับบริษัทในกลุ่มไทยออยล์ และบริษัท ท็อป อินฟรา จำกัด จัดตั้งขึ้นเพื่อบริหารจัดการทรัพย์สินโครงสร้างพื้นฐาน ถือหุ้นร้อยละ 51.0

(5) ตั้งแต่วันที่ 7 มิถุนายน 2565 บริษัทฯ ลดสัดส่วนการถือหุ้นใน บริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) เหลือร้อยละ 10.0 โดยจัดประเภทใหม่เป็นสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่น ในปี 2569 ได้รับเงินปันผลสำหรับผลประกอบการในปี 2568 หลังหักปันผลระหว่างการ เป็นจำนวน 268 ล้านบาท เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2569 และเงินปันผลระหว่างกาล สำหรับผลประกอบการครึ่งปีแรกของปี 2569 เป็นจำนวนเงิน 155 ล้านบาท เมื่อวันที่ 3 กันยายน 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 เอนเนอร์ยี่ โซลูชั่นส์ จำกัด บริษัท ท่อส่งปิโตรเลียมไทย จำกัด และบริษัท ท็อป อินฟรา จำกัด ตามสัดส่วนการถือหุ้น

3.1 สภาพตลาดน้ำมันปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

ตาราง 3: ราคาเฉลี่ยของน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ และส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปกับน้ำมันดิบดูไบ

หน่วย: US$/bbl	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
น้ำมันดิบดูไบ (Dubai) [1]	93.1	96.1	(3.0)	70.1	23.0	91.8	71.3	20.5
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	122.1	125.1	(3.0)	80.4	41.7	114.4	81.2	33.2
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	152.4	159.0	(6.6)	86.2	66.2	144.7	85.8	58.9
น้ำมันดีเซล (GO) [2]	158.8	159.1	(0.3)	88.8	70.0	146.6	87.6	59.0
น้ำมันเตา (HSFO)	91.5	98.6	(7.1)	64.6	26.9	89.4	69.4	20.0
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	106.5	105.5	1.0	70.7	35.8	98.6	73.5	25.1
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ (Crude Premium)	**Q3/69**	**Q2/69**	**+/(-)**	**Q3/68**	**+/(-)**	**9M/69**	**9M/68**	**+/(-)**
Murban[3]	4.8	11.5	(6.7)	2.3	2.5	6.0	2.0	4.0
Arab Light[4]	2.0	12.5	(10.5)	2.2	(0.2)	4.9	2.1	2.8
ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบดูไบ	**Q3/69**	**Q2/69**	**+/(-)**	**Q3/68**	**+/(-)**	**9M/69**	**9M/68**	**+/(-)**
น้ำมันเบนซิน (ULG95)	29.0	29.0	0.0	10.3	18.7	22.5	9.9	12.6
น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (Jet/Kero)	59.3	62.9	(3.6)	16.1	43.2	52.8	14.5	38.3
น้ำมันดีเซล (GO)	65.8	63.0	2.8	18.7	47.1	54.7	16.3	38.4
น้ำมันเตา (HSFO)	(1.5)	2.5	(4.0)	(5.5)	4.0	(2.4)	(1.9)	(0.5)
น้ำมันเตากำมะถันต่ำ (VLSFO)	13.5	9.4	4.1	0.6	12.9	6.8	2.1	4.7

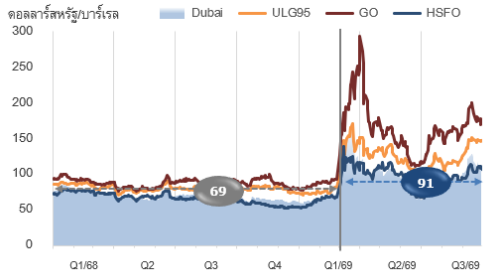
หมายเหตุ [1] ราคาน้ำมันดิบดูไบเป็นราคาเฉลี่ยสำหรับช่วงเวลาที่นำเสนอ

[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



ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q3/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 โดยราคาน้ำมันดิบอ่อนตัวตั้งแต่กลางเดือนมิถุนายน 2569 หลังสหรัฐฯ และอิหร่านบรรลุข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวผ่านการลงนามในบันทึกความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) เพื่อเปิดเส้นทางเดินเรือในช่องแคบฮอร์มุซและจัดทำกรอบเจรจาสันติภาพ ส่งผลให้อุปทานน้ำมันจากภูมิภาคตะวันออกกลางฟื้นตัวขึ้นอย่างรวดเร็ว อย่างไรก็ตาม ราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้นในช่วงต้นเดือนกรกฎาคม 2569 หลังเรือพาณิชย์ที่เดินทางผ่านช่องแคบฮอร์มุซถูกโจมตี และสหรัฐฯ ประกาศยุติข้อตกลงหยุดยิงชั่วคราวพร้อมกับดำเนินการปิดล้อมท่าเรืออิหร่าน ซึ่งส่งผลให้ตลาดกลับมากังวลต่อความเสี่ยงด้านอุปทานอีกครั้ง และในช่วงต้นเดือนกันยายน 2569 ราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มสูงขึ้น หลังกลุ่มฮูตีเปิดฉากโจมตีท่อส่งน้ำมันจากตะวันออก-ตะวันตก (East-West Pipeline) ของซาอุดีอาระเบีย จนทำให้ต้องระงับการดำเนินงานของท่อส่งชั่วคราว ส่งผลให้ความเสี่ยงต่ออุปทานน้ำมันจากภูมิภาคตะวันออกกลางเพิ่มสูงขึ้น ขณะที่ราคาน้ำมันดิบดูไบเฉลี่ยใน Q3/69 และ 9M/69 ปรับเพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า เนื่องจากได้รับแรงหนุนหลักจากอุปทานน้ำมันดิบที่ลดลงเมื่อเทียบกับปีก่อนหน้าราว 5.14 ล้านบาร์เรลต่อวัน ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban กับราคาน้ำมันดิบดูไบ และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light กับราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมานใน Q3/69 ปรับลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 หลังสถานการณ์ความตึงเครียดทางภูมิภาคระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านมีแนวโน้มผ่อนคลายลง ประกอบกับน้ำมันดิบ Murban และ Arab Light สามารถส่งมอบสินค้าได้โดยต่อเนื่องผ่านการใช้ท่อ Bypass และการทำ Ship-to-Ship Transfer (STS) อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Murban กับราคาน้ำมันดิบดูไบ และส่วนต่างราคาน้ำมันดิบ Arab Light กับราคาน้ำมันดิบดูไบและโอมานใน Q3/69 และ 9M/69 ปรับเพิ่มขึ้นเมื่อ

เทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า หลังได้รับแรงหนุนหลักจากความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน ซึ่งส่งผลให้การส่งออกน้ำมันดิบของผู้ผลิตในตะวันออกลางได้รับผลกระทบ

ส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซินกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q3/69 ทรงตัวเมื่อเทียบกับ Q2/69 และปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/68 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 9M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 หลังอุปทานน้ำมันเบนซินยังคงตึงตัว เนื่องจากโรงกลั่นหลายแห่งหันไปเพิ่มการผลิตน้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยาน เนื่องจากราคาสูงกว่า ท่ามกลางปริมาณน้ำมันเบนซินคงคลังทั่วโลกที่ยังอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปีย้อนหลัง (2564-2568) นอกจากนี้อุปทานน้ำมันเบนซินในรัสเซียยังคงตึงตัว ส่งผลให้รัสเซียนำเข้าน้ำมันเบนซิน พร้อมทั้งยังคงมาตรการห้ามส่งออกน้ำมันเบนซินตั้งแต่เดือนเมษายน 2569 จนถึงสิ้นเดือนมกราคม 2570 เพื่อรักษาอุปทานภายในประเทศ

ส่วนต่างราคาน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q3/69 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 หลังอุปทานในภูมิภาคปรับเพิ่มขึ้นจากการที่จีนกลับมาส่งออกน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดอีกครั้งภายหลังรัฐบาลจีนผ่อนคลายมาตรการควบคุมการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูป อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/68 เช่นเดียวกับ ส่วนต่างราคาใน 9M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 เนื่องจากอุปทานน้ำมันอากาศยานจากตะวันออกกลางยังไม่กลับสู่ภาวะปกติจากข้อจำกัดด้านการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซ

ส่วนต่างราคาน้ำมันดีเซลกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 และ Q3/68 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาใน 9M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 หลังอุปทานน้ำมันดีเซลยังคงตึงตัวจากการส่งออกน้ำมันดีเซลของรัสเซียที่ลดลง เนื่องจากโรงกลั่นหลายแห่งได้รับความเสียหายจากการโจมตีด้วยโดรนของยูเครน นอกจากนี้ รัสเซียยังคงดำเนินมาตรการควบคุมการส่งออกน้ำมันดีเซลเพื่อรักษาอุปทานภายในประเทศ โดยมีมาตรการห้ามส่งออกน้ำมันดีเซลสำหรับผู้ค้าและโรงกลั่นขนาดเล็ก ตั้งแต่เดือนกรกฎาคม 2569 จนถึงสิ้นเดือนมกราคม 2570 ขณะที่มาตรการจำกัดการส่งออกสำหรับโรงกลั่นรายใหญ่ ในปัจจุบันมีผลบังคับใช้จนถึงวันที่ 31 ตุลาคม 2569 นอกจากนี้ ปริมาณน้ำมันดีเซลคงคลังทั่วโลกยังอยู่ในระดับต่ำกว่าค่าเฉลี่ย 5 ปีย้อนหลัง (2564-2568)

ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับราคาน้ำมันดิบดูไบใน Q3/69 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 เช่นเดียวกับ ส่วนต่างราคาใน 9M/69 ที่ปรับตัวลดลงเล็กน้อยเมื่อเทียบกับ 9M/68 หลังการปรับตัวสูงขึ้นของราคาน้ำมันดิบดูไบในช่วงความขัดแย้งระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านในตะวันออกกลาง ส่งผลให้ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันสูงกับน้ำมันดิบดูไบถูกกดดัน ขณะที่ส่วนต่างราคาใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/68 หลังความต้องการใช้น้ำมันเติมเรือเพิ่มขึ้นจากเหตุการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลาง ส่งผลให้มีการเดินเรืออ้อมเส้นทางดังกล่าว

ส่วนต่างราคาน้ำมันเตากำมะถันต่ำกับราคาน้ำมันดูไบใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 และ Q3/68 เช่นเดียวกับ ส่วนต่างราคาใน 9M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 หลังปริมาณการส่งออกน้ำมันเตากำมะถันต่ำจากคูเวตและไนจีเรียอยู่ในระดับจำกัด โดยอุปทานจากคูเวตส่วนหนึ่งถูกนำไปแปรสภาพเป็นน้ำมันสำเร็จรูปมูลค่าสูงมากขึ้น ขณะที่อุปทานจากไนจีเรียถูกใช้ภายในประเทศมากขึ้นหลังการเดินเครื่องของโรงกลั่น Dangote

ตาราง 4: ผลการดำเนินงานของธุรกิจการกลั่นน้ำมัน

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการใช้กำลังการกลั่น[1] (%)	109%	107%	2%	82%	27%	110%	103%	7%
ปริมาณวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (kbd)	301	295	6	227	74	303	283	20
กำไรขั้นต้นจากการกลั่น (US$/bbl)								
: ไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	20.1	21.2	(1.1)	3.5	16.6	18.0	4.1	13.9
: รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน	28.3	9.0	19.3	5.8	22.5	25.2	3.5	21.7

หมายเหตุ (1) คำนวณจากกำลังการกลั่นน้ำมัน 275,000 บาร์เรลต่อวัน

ใน Q3/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน ปรับตัวลดลงเล็กน้อย อย่างไรก็ดี มีการรับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมัน ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวสูงขึ้นจาก Q2/69

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 โรงกลั่นมีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นรวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้นอย่างมาก เนื่องจากส่วนต่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับราคาน้ำมันดิบที่สูงขึ้น ทำให้มีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 เนื่องจากโรงกลั่นกลับมาเดินเครื่องเต็มกำลังการผลิตอีกครั้งหลังจากมีการหยุดเดินเครื่องหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 1 (CDU-1) และหน่วยที่เกี่ยวข้องในเดือนมิถุนายน 2569 เพื่อตรวจซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) โดยโรงกลั่นมีรายได้จากการขาย 145,692 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 3,691 ล้านบาท ตามปริมาณการขายที่เพิ่มขึ้น ซึ่งแบ่งเป็นสัดส่วนการขายผลิตภัณฑ์ภายในประเทศร้อยละ 75 Indochina ร้อยละ 12 และส่งออกร้อยละ 13 อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 20.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ลดลง 1.1 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลจากไตรมาสที่ผ่านมา สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมกับน้ำมันดิบดูไบโดยเฉพาะน้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าดและน้ำมันเตากำมะถันสูง ที่ปรับตัวลดลง หลังอุปทานในภูมิภาคปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นมีกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 8.2 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล หรือ 7,580 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 10,741 ล้านบาทใน Q2/69 ประกอบกับ Q3/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงจากการป้องกันความเสี่ยงสินค้าโภคภัณฑ์ประมาณ 1,036 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 22,892 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 15,214 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน (หากรวมเงินปันผลรับใน Q3/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 18,869 ล้านบาท)

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 27 เนื่องจากใน Q3/68 มีแผนการปิดซ่อมหน่อยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยที่ 3 (CDU-3) และหน่วยที่เกี่ยวข้องในเดือนกรกฎาคมถึงสิงหาคม 2568 มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 64,652 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ และโรงกลั่นรับรู้กำไรจากสต๊อกน้ำมันเพิ่มขึ้น 6,072 ล้านบาท จาก Q3/68 ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้น 20,391 ล้านบาท และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 14,498 ล้านบาท

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 โรงกลั่นไทยออยล์มีอัตราการใช้กำลังการกลั่นเพิ่มขึ้นร้อยละ 7 ประกอบกับราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้นตามราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 409,593 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 110,476 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นจากการกลั่นไม่รวมผลกระทบจากสต๊อกน้ำมัน 18.0 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล เพิ่มขึ้น 13.9 ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล สาเหตุหลักจากส่วนต่างราคาน้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซลกับน้ำมันดิบดูไบที่ปรับตัวสูงขึ้นจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางหลังการปิดช่องแคบฮอร์มุซ ประกอบกับการปรับลดกำลังการผลิตของโรงกลั่นหลายแห่ง และการจำกัดการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปในหลายประเทศ นอกจากนี้ โรงกลั่นมีผลกำไรจากสต๊อกน้ำมัน 19,396 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากสต๊อกน้ำมัน 1,582 ล้านบาทในช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน ประกอบกับโรงกลั่นไทยออยล์มีผลขาดทุนจากเครื่องมือทางการเงินที่เกิดขึ้นจริงจากการป้องกันความเสี่ยงสินค้าโภคภัณฑ์ประมาณ7,260 ล้านบาท ส่งผลให้โรงกลั่นไทยออยล์มี EBITDA 56,775 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 51,380 ล้านบาท และโรงกลั่นมีผลกำไรสุทธิ 35,752 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 232 ล้านบาทใน 9M/68 (หากรวมเงินปันผลรับใน 9M/69 โรงกลั่นไทยออยล์มีกำไรสุทธิอยู่ที่ 45,785 ล้านบาท)

3.2 สภาพตลาดสารอะโรเมติกส์และผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์

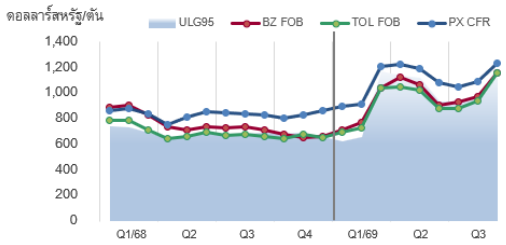
ตาราง 5: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของธุรกิจสารอะโรเมติกส์

หน่วย: US$/Ton	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
พาราไซลีน (PX)(1)	1,124	1,165	(41)	839	285	1,098	836	262
เบนซีน (BZ)(2)	1,019	1,032	(13)	725	294	964	776	188
โทลูอีน (TL)(2)	992	982	10	670	322	931	699	232
ส่วนต่างราคา ULG95	**Q3/69**	**Q2/69**	**+/(-)**	**Q3/68**	**+/(-)**	**9M/69**	**9M/68**	**+/(-)**
พาราไซลีน (PX)	86	102	(16)	156	(70)	126	146	(20)
เบนซีน (BZ)	(19)	(31)	12	42	(61)	(8)	86	(94)
โทลูอีน (TL)	(46)	(81)	35	(14)	(32)	(41)	9	(50)

หมายเหตุ (1) ราคาสารพาราไซลีนอ้างอิงราคา CFR Taiwan

(2) ราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนอ้างอิงราคา FOB Korea

กราฟ 2: ราคาผลิตภัณฑ์สารอะโรเมติกส์และน้ำมันเบนซิน 95



ราคาสารพาราไซลีนใน Q3/69 ปรับตัวลดลงจาก Q2/69 จากความต้องการสารพาราไซลีนที่ปรับตัวลดลง เนื่องจากผู้ผลิตสารปลายน้ำมีความระมัดระวังในการซื้อและมุ่งบริหารสินค้าคงคลังให้อยู่ในระดับต่ำ เพื่อลดความเสี่ยงจากความผันผวนของราคา ในขณะที่ราคาสารพาราไซลีนในช่วง Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 ซึ่งสอดคล้องตามทิศทางราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรง และผลกระทบจากความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงดำเนินอย่างต่อเนื่อง สำหรับส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ใน Q3/69 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 และ Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่ลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/68 โดยได้รับแรงกดดันหลักจากราคาต้นทุนวัตถุดิบโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่อยู่ในระดับสูง ประกอบกับอุปสงค์ของอุตสาหกรรมปลายน้ำที่ชะลอตัวลง หลังราคาสารพาราไซลีนที่ทรงตัวอยู่ในระดับสูง ซึ่งสะท้อนจากปริมาณการผลิตของผู้ผลิตสารปลายน้ำหลายรายในภูมิภาคที่ปรับตัวลดลง ขณะที่ปริมาณสินค้าคงคลังของอุตสาหกรรมปลายน้ำหลักอย่างสารโพลีเอสเตอร์ (Polyester) ในประเทศจีนยังอยู่ในระดับสูง ทั้งนี้ แม้อุปทานสารพาราไซลีนในภูมิภาคเอเชียจะยังคงตึงตัวจากการที่ผู้ผลิตหลายรายยังคงมุ่งเน้นการผลิตน้ำมันเบนซินมากกว่าสารกลุ่มอะโรเมติกส์ และมีการปิดซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงานหลายแห่งในภูมิภาค แต่ปัจจัยดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยแรงกดดันจากราคาต้นทุนที่อยู่ในระดับสูงและอุปสงค์ที่อ่อนตัวลงได้

ราคาสารเบนซีนใน Q3/69 ปรับตัวลดลงจาก Q2/69 เนื่องจากความต้องการใช้สารเบนซีนสำหรับอุตสาหกรรมสารปลายน้ำปรับตัวลดลง ในขณะที่ราคาสารเบนซีนในช่วง Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 ซึ่งสอดคล้องตามทิศทางราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรง และความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-ยูเครนที่ยังคงต่อเนื่อง สำหรับส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 จากอุปทานสารเบนซีนในภูมิภาคที่ยังคงตึงตัวอย่างต่อเนื่อง จากการที่ผู้ผลิตหลายรายยังคงมุ่งเน้นการผลิตน้ำมันเบนซินมากกว่าสารกลุ่มอะโรเมติกส์ รวมทั้งมีการปิดซ่อมบำรุงใหญ่ของโรงงานหลายแห่งในภูมิภาค ขณะที่ส่วนต่างราคาสารเบนซีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ในช่วง Q3/69 ปรับตัวลดลงอย่างมากจาก Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่ลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/68 จากแรงกดดันหลักของราคาต้นทุนวัตถุดิบโดยเฉพาะน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่อยู่ในระดับสูง ประกอบกับความต้องการใช้สารเบนซีนสำหรับอุตสาหกรรมสารปลายน้ำที่อ่อนตัวลง ภายหลังราคาสารเบนซีนยังทรงตัวอยู่ในระดับสูง ซึ่งสะท้อนจากปริมาณการผลิตของผู้ผลิตสารปลายน้ำที่ปรับลดลง นอกจากนี้ ตลาดในภูมิภาคยังได้รับแรงกดดันจากปริมาณการนำเข้าสารเบนซีนในประเทศจีนที่ปรับลดลงจากการที่ผู้ผลิตในประเทศยังคงยังคงมุ่งเน้นการใช้อุปทานและสินค้าคงคลังภายในประเทศก่อนการนำเข้าจากต่างประเทศอย่างต่อเนื่อง

ราคาสารโทลูอีนใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นจาก Q2/69 และ Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 ซึ่งสอดคล้องตามทิศทางราคาน้ำมันดิบดูไบที่ปรับสูงขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ อันเป็นผลจากความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่ทวีความรุนแรงและความขัดแย้งระหว่างรัสเซีย-

ยูเครนที่ยังคงต่อเนื่อง สำหรับส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/69 ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 จากความต้องการใช้สารโทลูอีนสำหรับการปรับปรุงคุณภาพออกเทนในน้ำมันเบนซินที่ปรับตัวสูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ใน Q3/69 ปรับตัวลดลงจาก Q3/68 เช่นเดียวกับ 9M/69 ที่ลดลงเมื่อเทียบกับ 9M/68 สะท้อนถึงภาวะตลาดอะโรมาติกส์ที่ยังคงอ่อนแอ รวมทั้งความต้องการใช้สารโทลูอีนในการผลิตสารโทลูอีน ไดไอโซไซยาเนต (Toluene Diisocyanate) ที่ปรับตัวลดลง จากความต้องการสารโพลียูรีเทน (Polyurethane) ที่ชะลอตัวลดลงตามฤดูกาล

ตาราง 6: ผลการดำเนินงาน TPX

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์[1] (%)	73%	67%	6%	39%	34%	71%	64%	7%
ปริมาณผลิตสารอะโรเมติกส์ (พันตัน)	155	139	16	82	73	445	401	44
Product-to-feed Margin[2] (US$/Ton)	26	24	2	20	6	38	44	(6)

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

ใน Q3/69 TPX มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้นจากส่วนต่างสารเบนซีน และสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น และปริมาณการขายที่สูงขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA เพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน และรับรู้ขาดทุนสุทธิลดลง

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 TPX มี Product-to-feed Margin ลดลงจากการปรับตัวลดลงของส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ส่งผลให้ EBITDA ลดลง และมีขาดทุนสุทธิมากขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 บริษัท ไทยพาราไซลีน จำกัด (TPX) มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์อยู่ที่ร้อยละ 73 ปรับเพิ่มขึ้น เนื่องจากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องภายในกลุ่มไทยออยล์ (TOP Group Optimization) โดยใน Q3/69 TPX มีรายได้จากการขาย 14,287 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 592 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายที่สูงขึ้น ด้านส่วนต่างราคาสารพาราไซลีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 ขณะที่ส่วนต่างราคาสารเบนซีนและสารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 สูงขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 ส่งผลให้มี Product-to-feed Margin 26 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เพิ่มขึ้น 2 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ส่งผลให้ TPX มี EBITDA 40 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 98 ล้านบาท เทียบกับขาดทุน EBITDA 116 ล้านบาท และขาดทุนสุทธิ 284 ล้านบาทใน Q2/69

(หากรวมเงินปันผลรับใน Q3/69 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 87 ล้านบาท TPX มีขาดทุนสุทธิ 11 ล้านบาท หากรวมเงินปันผลรับใน Q2/69 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 576 ล้านบาท TPX มีกำไรสุทธิ 292 ล้านบาท)

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 TPX มีอัตราการผลิตสารอะโรเมติกส์เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน ซึ่งเป็นช่วงที่มีการหยุดเดินเครื่องหน่วยผลิตหลักเพื่อซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) และมีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 8,600 ล้านบาท ตามราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายที่สูงขึ้น แม้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์หลัก ได้แก่ สารพาราไซลีน สารเบนซีน และสารโทลูอีน กับน้ำมันเบนซิน 95 ใน Q3/69 จะปรับตัวลดลง แต่ Product-to-Feed Margin เพิ่มขึ้น 6 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เนื่องจากใน Q3/68 มีผลขาดทุนจากการเปลี่ยนแปลงสินค้าคงเหลือและการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือ (NRV) โดยผลขาดทุนดังกล่าวเกิดจากการทยอยนำสินค้าคงเหลือออกขายในช่วงหยุดซ่อมบำรุง และการปรับลดมูลค่าสินค้าคงเหลือให้เท่ากับมูลค่าที่คาดว่าจะได้รับ ขณะที่ Q3/69 มีกำไรจากสินค้าคงเหลือตามราคาน้ำมันที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 205 ล้านบาท และมีขาดทุนสุทธิ 98 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 305 ล้านบาท ใน Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 TPX มีรายได้จากการขาย 39,758 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 11,672 ล้านบาท จากราคาขายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยและปริมาณการขายที่สูงขึ้น อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารพาราไซลีน สารเบนซีน สารโทลูอีนกับน้ำมันเบนซิน 95 ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ Product-to-feed Margin ลดลง 6 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และมี EBITDA 374 ล้านบาท ลดลง 95 ล้านบาท ทั้งนี้ ใน 9M/69 TPX รับรู้ผลขาดทุนจากการด้อยค่าสินทรัพย์ที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ หน่วยผลิต Benzene & Toluene Fractionation 2 (BTF-2) และค่าลิขสิทธิ์ในการดำเนินการหน่วย PxMax รวมเป็น 267 ล้านบาท ซึ่งรายการดังกล่าวเป็นปัจจัยกดดันผลการดำเนินงาน 9M/69 ให้มีขาดทุนสุทธิ 256 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนสุทธิ 78 ล้านบาทใน 9M/68

(หากรวมเงินปันผลรับใน 9M/69 จาก บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) 663 ล้านบาท TPX มีกำไรสุทธิ 408 ล้านบาท)

ทั้งนี้ ใน Q3/69 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์ (รวมสัดส่วนการถือหุ้นใน LABIX ร้อยละ 75) มีรายได้จากการขายรวม 23,139 ล้านบาท EBITDA 616 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 91 ล้านบาท สำหรับ 9M/69 กลุ่มธุรกิจผลิตสารอะโรเมติกส์มีรายได้จากการขายรวม 64,406 ล้านบาท EBITDA 2,028 ล้านบาท และกำไรสุทธิรวม 375 ล้านบาท

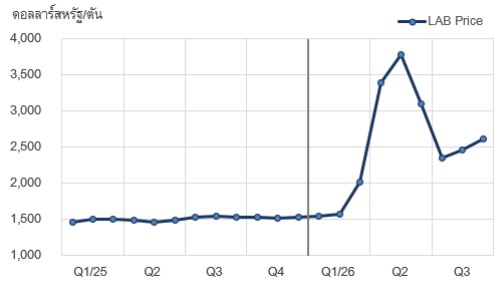
3.3 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสาร Linear Alkyl Benzene

ตาราง 7: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์สาร Linear Alkyl Benzene

หน่วย: US$/Ton	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
Linear Alkyl Benzene (LAB)(1)	2,473	3,422	(949)	1,530	943	2,533	1,498	1,035

หมายเหตุ (1) ราคา LAB อ้างอิงราคา ICIS

กราฟ 3: ราคาสารตั้งต้นสำหรับผลิตภัณฑ์สารทำความสะอาด



ราคาสาร LAB ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 ปรับตัวลดลง จากราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันอากาศยานและสารเบนซีนที่ปรับตัวลดลง ประกอบกับอุปสงค์สาร LAB ในประเทศอินเดียและภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ที่ชะลอตัวลงตามฤดูกาล เนื่องจากพฤติกรรมการใช้น้ำยาทำความสะอาดลดลงในช่วงฤดูมรสุม (มิถุนายน - กันยายน) นอกจากนี้ ราคาสาร LAB ที่ยังคงอยู่ในระดับสูงส่งผลให้ผู้ผลิตไม่สามารถส่งผ่านต้นทุนวัตถุดิบไปยังราคาผลิตภัณฑ์ปลายทางได้อย่างเต็มที่ ส่งผลให้ผู้ผลิตผงซักฟอกรายเล็กบางรายได้ทยอยลดกำลังการผลิตหรือออกจากตลาด เนื่องจากไม่สามารถรองรับต้นทุนสาร LAB ในระดับสูงได้ ปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้ความต้องการใช้สาร LAB ลดลง และกดดันราคาสาร LAB ใน Q3/69

อย่างไรก็ตาม หากเทียบราคา LAB ใน Q3/69 กับช่วง Q3/68 และ 9M/69 เทียบกับ 9M/68 ราคาปรับตัวเพิ่มขึ้น โดยมีปัจจัยหนุนจากราคาวัตถุดิบสำคัญอย่างน้ำมันอากาศยานและสารเบนซีน ที่ยังคงอยู่ในระดับสูงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ท่ามกลางสถานการณ์ความไม่สงบในตะวันออกกลางและการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซที่ยืดเยื้อ ส่งผลให้ปริมาณอุปทานสาร LAB ในภูมิภาคเอเชียอยู่ในระดับจำกัด โดยเฉพาะประเทศอินเดียซึ่งพึ่งพาการนำเข้าสาร LAB จากผู้ผลิตในตะวันออกกลางเป็นหลัก นอกจากนี้ การปิดซ่อมบำรุงโรงงานผลิตสาร LAB บางแห่งในประเทศจีนยังส่งผลให้อุปทานในภูมิภาคลดลงเพิ่มเติม ปัจจัยดังกล่าวส่งผลให้ตลาดสาร LAB ในภูมิภาคเอเชียยังคงอยู่ในภาวะตึงตัว และเป็นปัจจัยสนับสนุนให้ราคาสาร LAB ยังคงอยู่ในระดับสูงเมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อน

ตาราง 8: ปริมาณการผลิตสาร LAB

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการผลิตสาร LAB (1) (%)	123%	118%	5%	67%	56%	122%	105%	17%
ปริมาณผลิต LAB (พันตัน)	37	35	2	20	17	110	95	15

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

ใน Q3/69 จากราคาขายที่ปรับลดลงตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้ LABIX มี EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวลดลง

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 จากสถานการณ์ส่วนต่างราคาขายกับวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น และผลกระทบจากเงินบาทที่อ่อนค่า ส่งผลให้ผลการดำเนินงานปรับตัวเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 บริษัท ลาบิกซ์ จำกัด (LABIX) มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB เพิ่มขึ้น อย่างไรก็ตาม จากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวลดลงตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้ LABIX มีรายได้จากการขาย 9,227 ล้านบาท ลดลง 1,547 ล้านบาท และมี EBITDA 576 ล้านบาท ลดลง 40 ล้านบาท และใน Q3/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิลดลง 14 ล้านบาท ส่งผลให้ LABIX มีกำไรสุทธิ 251 ล้านบาท ลดลง 106 ล้านบาทจาก Q2/69

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB เพิ่มขึ้น เนื่องจากใน Q3/68 มีการปิดซ่อมบำรุงตามแผน ประกอบกับสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้ LABIX มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 5,504 ล้านบาท และจากส่วนต่างราคาขายต่อวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ EBITDA เพิ่มขึ้น 340 ล้านบาท แม้ว่าใน Q3/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิลดลง 4 ล้านบาท จากปัจจัยดังกล่าวข้างต้น LABIX มีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 223 ล้านบาทเทียบกับ Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 LABIX มีอัตราการผลิตและปริมาณการขายสาร LAB เพิ่มขึ้น จากสถานการณ์ราคาขายที่ปรับตัวสูงขึ้นตามราคาวัตถุดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายอยู่ที่ 25,695 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 10,587 ล้านบาท ประกอบกับส่วนต่างราคาขายต่อวัตถุดิบที่ปรับตัวสูงขึ้น ทำให้มี EBITDA 1,654 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 690 ล้านบาท นอกจากนี้ ในงวด 9M/69 LABIX มีผลกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 49 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนสุทธิ 20 ล้านบาทในงวด 9M/68 ส่งผลให้ 9M/69 LABIX มีกำไรสุทธิ 842 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 568 ล้านบาทเทียบกับ 9M/68

3.4 สภาพตลาดและผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

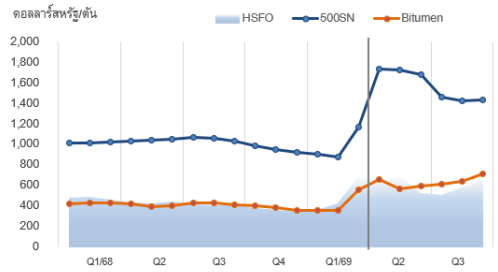
ตาราง 9: ราคาเฉลี่ยผลิตภัณฑ์หลักและส่วนต่างราคาของน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

หน่วย: US$/Ton	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
500SN(1)	1,446	1,716	(270)	1,057	389	1,382	1,040	342
Bitumen(2)	655	607	48	424	231	563	420	143
ส่วนต่างราคาน้ำมันเตา	**Q3/69**	**Q2/69**	**+/(-)**	**Q3/68**	**+/(-)**	**9M/69**	**9M/68**	**+/(-)**
500SN	865	1,090	(225)	647	218	814	599	215
Bitumen	74	(20)	94	14	60	(5)	(21)	16

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

(2) ราคา Bitumen อ้างอิงราคา FOB Singapore

กราฟ 4: ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน (500SN) ราคายางมะตอยและราคาน้ำมันเตา



ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN ใน Q3/69 ปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q2/69 เช่นเดียวกับส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตา หลังวัตถุดิบซึ่งใช้ในการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานมีแนวโน้มตึงตัวน้อยลง ประกอบกับอุปสงค์ยังคงถูกกดดันจากความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นที่ปรับลดลงในช่วงฤดูฝน และความไม่แน่นอนของสภาวะเศรษฐกิจในภูมิภาค อย่างไรก็ดี ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน 500SN รวมถึงส่วนต่างระหว่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตาใน Q3/69 และ 9M/69 ปรับเพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับช่วงเดียวกันของปีก่อนหน้า หลังได้รับแรงหนุนหลักจากการที่โรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ในกาตาร์ ซึ่งคิดเป็นกว่าร้อยละ 14 ของอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ต้องหยุดดำเนินการเพื่อซ่อมบำรุงเป็นระยะเวลา 1 ปี หลังได้รับผลกระทบจากการโจมตีของอิหร่านตั้งแต่เดือนมีนาคม 2569 ส่งผลให้ความต้องการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 1 และ 2 ในการเข้ามาทดแทนการใช้น้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 เพิ่มสูงขึ้น

ราคายางมะตอยและส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยเทียบกับราคาน้ำมันเตาในช่วง Q3/69 ปรับตัวดีขึ้นเมื่อเทียบกับ Q2/69 และ Q3/68 เช่นเดียวกับราคายางมะตอยและส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยเทียบกับราคาน้ำมันเตาในช่วง 9M/69 ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ 9M/68 หลังตลาดได้รับแรงหนุนจากอุปทานยางมะตอยที่มีแนวโน้มตึงตัว จากการที่สหรัฐฯ ดำเนินมาตรการปิดล้อมทางทะเลต่ออิหร่าน ส่งผลให้อิหร่านซึ่งถือเป็นหนึ่งในประเทศผู้ส่งออกยางมะตอยรายใหญ่ในภูมิภาคไม่สามารถส่งออกยางมะตอยออกมาขายได้เมื่อเทียบกับภาวะปกติ

ตาราง 10: ผลการดำเนินงาน TLB

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการผลิต Base Oil [1] (%)	79%	80%	(1%)	54%	25%	82%	71%	11%
ปริมาณผลิต Base Oil (พันตัน)	53	53	-	36	17	164	141	23
Product-to-feed Margin [2] (US$/Ton)	262	236	26	171	91	208	138	70

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

(2) คำนวณกำไรขั้นต้นจากการขายผลิตภัณฑ์หารด้วยปริมาณวัตถุดิบ (ตัน)

ใน Q3/69 TLB มีอัตราการผลิตของ Base oil ลดลงเล็กน้อย เมื่อเทียบกับ Q2/69 แต่จากส่วนต่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้นส่งผลให้ P2F EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 TLB มีรายได้เพิ่มขึ้น และจากส่วนต่างของราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่ปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ P2F EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 บริษัท ไทยลู้บเบส จำกัด (มหาชน) (TLB) มีอัตราการผลิต Base oil อยู่ที่ร้อยละ 79 ลดลงเล็กน้อยจาก Q2/69 เนื่องจากการปรับแผนการผลิตให้สอดคล้องภายในกลุ่มไทยออยล์ (TOP Group Optimization) โดยมีรายได้จากการขายรวม 8,188 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 343 ล้านบาท และจากส่วนของส่วนต่างราคายางมะตอยกับราคาน้ำมันเตาที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นจากอุปทานที่ตึงตัว ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ระดับ 262 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน เพิ่มขึ้น 26 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และมี EBITDA 1,992 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 364 ล้านบาท เมื่อหักค่าเสื่อมราคา ต้นทุนทางการเงิน และค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้ ทำให้ TLB มีกำไรสุทธิ 1,537 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 290 ล้านบาทจาก Q2/69

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 TLB มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 4,391 ล้านบาท เนื่องจากใน Q3/68 TLB มีการหยุดซ่อมบำรุงใหญ่ตามวาระ (Major Turnaround) นอกจากนี้ TLB ยังได้รับปัจจัยสนับสนุนจากส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์และน้ำมันเตาที่ปรับตัวสูงขึ้น ทั้งในกลุ่มน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานและยางมะตอย ซึ่งเป็นผลมาจากแรงกดดันจากอุปทานที่ตึงตัว ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 91 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน และทำให้ TLB มี EBITDA เพิ่มขึ้น 1,349 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 1,076 ล้านบาท จาก Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 TLB มีรายได้จากการขาย 21,846 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 6,092 ล้านบาท จากราคาเฉลี่ยของผลิตภัณฑ์ที่เพิ่มสูงขึ้น อีกทั้ง ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันเตาที่เพิ่มสูงขึ้น จากอุปทานที่ตึงตัว ส่งผลให้ TLB มี Product-to-feed Margin เพิ่มขึ้น 70 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ส่งผลให้มี EBITDA 4,473 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,195 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิ 3,419 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,736 ล้านบาท

3.5 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตไฟฟ้า

ตาราง 11: ปริมาณไฟฟ้าและไอน้ำจำหน่ายของกลุ่มธุรกิจไฟฟ้า

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (GWh)	565	559	6	468	97	1,671	1,569	101
ปริมาณไอน้ำจำหน่าย (พันตัน)	869	865	4	717	152	2,593	2,439	154

ใน Q3/69 TOP SPP มีรายได้เพิ่มขึ้น จากราคาขายเฉลี่ยที่เพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ใน Q3/69 กลุ่มไทยออยล์ได้รับเงินปันผลรับจากการถือหุ้นใน GPSC 155 ล้านบาท

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 TOP SPP มีรายได้เพิ่มขึ้นตามปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มสูงขึ้นตามความต้องการของลูกค้า และราคาก๊าซธรรมชาติปรับสูงขึ้น ส่งผลให้มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 บริษัท ท็อป เอสพีพี จำกัด (TOP SPP) มีรายได้จากการขาย 3,362 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 98 ล้านบาท สาเหตุหลักจากราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติปรับตัวสูงขึ้น อันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 825 ล้านบาท และกำไรสุทธิ 437 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก Q2/69 43 ล้านบาท และ 28 ล้านบาท ตามลำดับ ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับระหว่างกาล 155 ล้านบาทใน Q3/69

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 TOP SPP มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,067 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายไฟฟ้าและไอน้ำที่เพิ่มสูงขึ้นตามความต้องการของลูกค้า เนื่องจาก TOP SPP ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนดังเช่นใน Q3/68 ประกอบกับราคาขายเฉลี่ยเพิ่มขึ้นตามราคาก๊าซธรรมชาติ แม้ว่าต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตาปรับตัวเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA เพิ่มขึ้น 285 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 212 ล้านบาทจาก Q3/68 ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นของบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับโดยรับรู้เงินปันผลรับ 155 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 14 ล้านบาทจาก Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 TOP SPP มีรายได้จากการขาย 9,295 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,022 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายที่เพิ่มสูงขึ้นเนื่องจาก TOP SPP ไม่มีการหยุดซ่อมบำรุงตามแผนดังเช่นช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อนหน้า ด้านราคาขายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาก๊าซธรรมชาติ แม้ว่าราคาต้นทุนน้ำปรับตัวเพิ่มขึ้นตามต้นทุนเชื้อเพลิงน้ำมันเตา เนื่องจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง ส่งผลให้ TOP SPP มี EBITDA 2,331 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 190 ล้านบาทจาก 9M/68 TOP SPP มีกำไรสุทธิ 1,224 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 108 ล้านบาทจาก 9M/68 ทั้งนี้ กลุ่มไทยออยล์ถือหุ้นในบริษัท โกลบอล เพาเวอร์ ซินเนอร์ยี่ จำกัด (มหาชน) (“GPSC”) ในสัดส่วนร้อยละ 10.0 ทำให้รับรู้เงินปันผลรับ 423 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 155 ล้านบาทจาก 9M/68

3.6 ผลการดำเนินงานของธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์

ตาราง 12: ผลการดำเนินงานของไทยออยล์ โซลเว้นท์

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการผลิตสารทำละลาย[1] (%)	108%	81%	27%	87%	21%	103%	92%	11%
ปริมาณผลิตสารทำละลาย[1] (พันตัน)	58	44	14	47	11	165	148	17
ปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์ (พันตัน)	142	119	24	139	3	411	424	(13)

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

ใน Q3/69 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตและปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน ในขณะที่ราคาขายเฉลี่ยปรับลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับอัตรากำไรขั้นต้นที่ลดลง ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวลดลง

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 กลุ่มธุรกิจมีราคาขายเฉลี่ยปรับเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ประกอบกับอัตรากำไรขั้นต้น รวมทั้งกำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงินปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิปรับตัวเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 กลุ่มธุรกิจสารทำละลายและเคมีภัณฑ์มีอัตราการผลิตสารทำละลายอยู่ที่ร้อยละ 108 เพิ่มขึ้นร้อยละ 27 ตามอุปสงค์ที่ปรับตัวเพิ่มขึ้นและปริมาณจำหน่ายเพิ่มขึ้นจากไตรมาสก่อน ในขณะที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยลดลงตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 5,120 ล้านบาท ลดลง 193 ล้านบาท และมี EBITDA 380 ล้านบาท ลดลง 615 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ลดลง นอกจากนี้ มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 23 ล้านบาท ลดลง 22 ล้านบาท ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 264 ล้านบาท ลดลง 470 ล้านบาท จากไตรมาสก่อน

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายเพิ่มขึ้นร้อยละ 21 ประกอบกับมีปริมาณจำหน่ายผลิตภัณฑ์เพิ่มขึ้น อีกทั้งราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ ส่งผลให้มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้น 1,296 ล้านบาท และมี EBITDA เพิ่มขึ้น 126 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งมีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 23 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 34 ล้านบาทใน Q3/68 ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 143 ล้านบาท

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 กลุ่มธุรกิจมีอัตราการผลิตสารทำละลายเพิ่มขึ้นร้อยละ 11 โดยที่ราคาจำหน่ายผลิตภัณฑ์เฉลี่ยต่อหน่วยเพิ่มขึ้นตามทิศทางราคาน้ำมันดิบ แม้ว่าปริมาณจำหน่ายลดลง ส่งผลให้มีรายได้จากการขาย 14,461 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 2,289 ล้านบาท และมี EBITDA 1,814 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,175 ล้านบาท ตามอัตรากำไรขั้นต้นที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ มีการรับรู้กำไรจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 182 ล้านบาท เทียบกับขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนและเครื่องมือทางการเงิน 140 ล้านบาทใน 9M/68 ส่งผลให้กลุ่มธุรกิจมีกำไรสุทธิ 1,383 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 1,182 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ 9M/68

3.7 ผลการดำเนินงานของธุรกิจผลิตสารโอเลฟิน

ตาราง 13: ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟิน

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
HDPE – Naphtha MOPJ[(1)]	384	525	(141)	332	52	411	338	73
LLDPE – Naphtha MOPJ[(1)]	356	464	(108)	351	5	376	367	9
PP – Naphtha MOPJ[(1)]	377	437	(60)	298	79	367	325	42

หมายเหตุ: (1) ราคาอ้างอิงราคา ICIS

ใน Q3/69 ภาวะอุปทานตึงตัวจากสถานการณ์ความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านเริ่มคลี่คลายลง ส่งผลให้ราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์ปรับตัวลดลง ทำให้ TII รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนสุทธิจาก CAP

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 TII รับรู้ส่วนแบ่งกำไรสุทธิลดลง จากการรับรู้กำไรพิเศษจากการซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นในสิงคโปร์ของ CAP ใน 9M/68

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 ราคาผลิตภัณฑ์โอเลฟินปรับตัวลดลงจากภาวะอุปทานตึงตัวเริ่มคลี่คลายลง เนื่องจากอัตราการดำเนินงานของโรงงานในเอเชียเพิ่มสูงขึ้น โดยได้รับการสนับสนุนจากความพร้อมของวัตถุดิบที่ดีขึ้นและราคาวัตถุดิบที่ปรับลดลง เนื่องจากมีสินค้าจากตะวันออกกลางมากขึ้นเมื่อเทียบกับช่วงเริ่มต้นของความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านใน Q2/69 นอกจากนี้ ความต้องการสินค้าเปลี่ยนจากการกักตุนสินค้าในช่วงเริ่มต้นของความตึงเครียดไปสู่การซื้อที่ลดลง ส่งผลให้ส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์เทียบกับแนฟทาปรับตัวลดลง ใน Q3/69 TII รับรู้ส่วนแบ่งขาดทุนใน CAP และมีขาดทุนสุทธิ 23 ล้านบาท เทียบกับกำไรสุทธิ 655 ล้านบาทใน Q2/69

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 จากภาวะอุปทานตึงตัวจากความขัดแย้งระหว่างสหรัฐอเมริกาและอิหร่านจะเริ่มคลี่คลายลง ราคาส่วนต่างผลิตภัณฑ์ใน Q3/69 สูงกว่าเมื่อเทียบกับ Q3/68 ทำให้ TII มีขาดทุนสุทธิลดลง 63 ล้านบาท เมื่อเทียบกับ Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบกับ 9M/68 TII มีกำไรสุทธิ 670 ล้านบาท ลดลง 5,592 ล้านบาทจากช่วงเวลาเดียวกันของปีก่อน เนื่องจาก CAP รับรู้ผลกำไรพิเศษจากการเข้าซื้อหุ้นและควบรวมโรงกลั่นน้ำมันดิบของกลุ่มเชลล์ในสิงคโปร์

3.8 ผลการดำเนินงานของธุรกิจเอทานอล

ตาราง 14: อัตรากำลังการผลิตของ TET

	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)	9M/69	9M/68	+/(-)
อัตราการผลิตเอทานอล (%)								
- ทรัพย์ทิพย์	88%	42%	46%	58%	30%	76%	64%	12%

ใน Q3/69 TET มีรายได้จากการขายเพิ่มขึ้นจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลและราคาขายเอทานอลปรับตัวสูงขึ้น ส่งผลให้ TET มี EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q2/69 (QoQ)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q2/69 บริษัท ไทยออยล์ เอทานอล จำกัด (TET) รับรู้รายได้จากการขายจากบริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด (TET ถือหุ้นร้อยละ 50) 337 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 115 ล้านบาท จากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้น เนื่องจากไม่มีแผนการซ่อมบำรุงเช่นใน Q2/69 รวมถึงราคาขายเอทานอลปรับตัวสูงขึ้น แม้ว่าที่ต้นทุนปรับเพิ่มขึ้น ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวสูงขึ้น และส่งผลให้มี EBITDA 74 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 78 ล้านบาท ส่งผลให้ TET มีผลกำไรสุทธิ 19 ล้านบาท เทียบกับผลขาดทุนสุทธิ 12 ล้านบาทใน Q2/69

เมื่อเทียบ 9M/69 กับ 9M/68 TET มีรายได้เพิ่มขึ้น จากปริมาณการจำหน่ายที่ปรับตัวเพิ่มขึ้น ส่งผลให้ EBITDA และกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น

Q3/69 vs Q3/68 (YoY)

ใน Q3/69 เทียบกับ Q3/68 TET รับรู้รายได้จากการขายจาก บริษัท ทรัพย์ทิพย์ จำกัด เพิ่มขึ้น 108 ล้านบาท สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้น ด้านราคาขายเอทานอลที่ปรับตัวสูงขึ้น ขณะที่ต้นทุนที่ปรับลดลง ส่งผลให้อัตรากำไรขั้นต้นปรับตัวดีขึ้น ในขณะที่มีการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TET มี EBITDA เพิ่มขึ้น 89 ล้านบาท และมีกำไรสุทธิเพิ่มขึ้น 49 ล้านบาทจาก Q3/68

9M/69 vs 9M/68 (YoY)

ใน 9M/69 เทียบ 9M/68 TET มีรายได้รวม 817 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 54 ล้านบาทจาก 9M/68 สาเหตุหลักมาจากปริมาณการจำหน่ายเอทานอลเพิ่มขึ้น อันเป็นผลจากสถานการณ์ความไม่สงบในภูมิภาคตะวันออกกลาง เนื่องจากภาครัฐส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้าน้ำมัน ผ่านมาตรการภาษีและกองทุนน้ำมันฯ ทำให้ส่วนต่างราคาระหว่าง E10 และ E20 เพิ่มขึ้น จูงใจให้ผู้บริโภคหันมาใช้ E20 มากขึ้น ในขณะที่มีการกลับรายการมูลค่าสินค้าคงเหลือที่ปรับตัวลดลง ส่งผลให้ TET มี EBITDA 109 ล้านบาท เพิ่มขึ้น 70 ล้านบาท และรายงานผลกำไรสุทธิ 9 ล้านบาท มากขึ้น 48 ล้านบาทจาก 9M/68

4. การวิเคราะห์ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์

4.1 งบฐานะการเงิน

ฐานะทางการเงินของกลุ่มไทยออยล์แสดงได้ดังนี้

ตาราง 15: งบฐานะการเงินอย่างย่อ (งบการเงินรวม)

(ล้านบาท)	ณ 30 กันยายน 2569	ณ 31 ธันวาคม 2568	+/(-)	+/(-) %
สินทรัพย์				
เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสดและเงินลงทุนระยะสั้น	57,664	68,601	(10,937)	(16%)
สินทรัพย์หมุนเวียน	124,318	61,698	62,619	101%
สินทรัพย์ไม่หมุนเวียน	314,954	296,985	17,969	6%
รวมสินทรัพย์	**496,935**	**427,284**	**69,651**	**16%**
หนี้สิน				
หนี้สินหมุนเวียน[1]	111,176	89,213	21,963	25%
เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมที่ถึงกำหนดชำระใน 1 ปี) [2]	98,824	113,157	(14,333)	(13%)
หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่น	28,685	31,882	(3,197)	(10%)
รวมหนี้สิน	**238,684**	**234,252**	**4,432**	**2%**
ส่วนของผู้ถือหุ้น				
ส่วนของบริษัทใหญ่	217,065	171,953	45,113	26%
หุ้นกู้ด้อยสิทธิที่มีลักษณะคล้ายทุน	19,723	-	19,723	100%
ส่วนได้เสียที่ไม่มีอำนาจควบคุม	21,463	21,079	384	2%
รวมส่วนของผู้ถือหุ้น	**258,251**	**193,032**	**65,219**	**34%**
รวมหนี้สินและส่วนของผู้ถือหุ้น	**496,935**	**427,284**	**69,651**	**16%**

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

สินทรัพย์รวม

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีสินทรัพย์รวมทั้งสิ้น จำนวน 496,935 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 69,651 ล้านบาท หรือร้อยละ 16 สาเหตุหลักจาก

- สินทรัพย์หมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 62,619 ล้านบาท สาเหตุหลักจากสินค้าคงเหลือเพิ่มขึ้นจำนวน 35,788 ล้านบาท จากราคาเฉลี่ยและปริมาณของผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปและน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งลูกหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 14,562 ล้านบาท เนื่องจากราคาขายเฉลี่ยและผลกระทบด้านอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง และลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นจำนวน 10,740 ล้านบาท สาเหตุหลักจากอัตราเงินชดเชยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงของน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลปรับเพิ่มขึ้น
- สินทรัพย์ไม่หมุนเวียนเพิ่มขึ้นจำนวน 17,969 ล้านบาท สาเหตุหลักจากที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์เพิ่มขึ้นจำนวน 12,619 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) สุทธิจากค่าเผื่อการด้อยค่าสินทรัพย์และค่าเสื่อมราคา และสินทรัพย์ทางการเงินที่วัดมูลค่าด้วยมูลค่ายุติธรรมผ่านกำไรขาดทุนเบ็ดเสร็จอื่นเพิ่มขึ้น 3,044 ล้านบาท เนื่องจากราคาหุ้น GPSC ที่ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้น รวมทั้งเงินลงทุนในบริษัทร่วมเพิ่มขึ้น 2,864 ล้านบาท จากผลกระทบการแปลงค่าของเงินลงทุนและส่วนแบ่งกำไรจากบริษัทร่วม โดยส่วนใหญ่จากบริษัท PT Chandra Asri Petrochemical Tbk (CAP)
- เงินสด รายการเทียบเท่าเงินสด และเงินลงทุนระยะสั้นลดลงจำนวน 10,937 ล้านบาท สาเหตุหลักจากเงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดที่ลดลงจำนวน 17,384 ล้านบาท เนื่องจากมีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมการลงทุน สาเหตุหลักจากการลงทุนในโครงการ

พลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) และมีกระแสเงินสดใช้ไปในการซื้อเงินลงทุนระยะสั้นในสินทรัพย์ทางการเงิน รวมทั้งกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจากการไถ่ถอนหุ้นกู้ก่อนกำหนด รวมถึงการจ่ายเงินปันผลและจ่ายต้นทุนทางการเงิน แม้ว่าในระหว่าง 9M/69 จะมีกระแสเงินสดรับจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) และมีกระแสเงินสดรับจากกิจกรรมการดำเนินงาน

หนี้สินรวม

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีหนี้สินรวม (รวมหนี้สินทุกประเภท) ทั้งสิ้นจำนวน 238,684 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 จำนวน 4,432 ล้านบาท หรือร้อยละ 2 สาเหตุหลักจาก

- หนี้สินหมุนเวียนเพิ่มขึ้น 21,963 ล้านบาท เนื่องจากเจ้าหนี้การค้าเพิ่มขึ้น 15,287 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการใช้วงเงินขยายเครดิตทางการค้า (Extended Credit Term : ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เพิ่มขึ้น ประกอบกับปริมาณและราคาน้ำมันดิบที่ปรับเพิ่มขึ้น รวมทั้งผลกระทบด้านอัตราแลกเปลี่ยนที่อ่อนค่าลง นอกจากนี้ ภาษีเงินได้ค้างจ่ายเพิ่มขึ้น 4,181 ล้านบาท จากการบันทึกภาษีเงินได้นิติบุคคลจากผลประกอบการ 9M/69 และหนี้สินอนุพันธ์ทางการเงินเพิ่มขึ้น 3,532 ล้านบาท สาเหตุหลักจากการรับรู้มูลค่ายุติธรรมของสัญญาอนุพันธ์ด้านสินค้าโภคภัณฑ์
- เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ (รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปี) ลดลง 14,333 ล้านบาท สาเหตุหลักจากหุ้นกู้รวมส่วนที่ถึงกำหนดชำระภายในหนึ่งปีลดลงจำนวน 13,772 ล้านบาท จากการไถ่ถอนหุ้นกู้สกุลเงินดอลลาร์สหรัฐบางส่วนก่อนกำหนด
- หนี้สินไม่หมุนเวียนอื่นลดลง 3,197 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากหนี้สินจากอนุพันธ์ทางการเงินลดลงจำนวน 2,922 ล้านบาท จากการรับรู้ผลต่างมูลค่ายุติธรรมของเครื่องมือการเงิน

ตาราง 16: หนี้เงินกู้ยืมระยะยาวและหุ้นกู้ของกลุ่มไทยออยล์

(ล้านบาท)	Thaioil	LABIX	TX	TET	TTC	รวม
หุ้นกู้สกุลดอลลาร์สหรัฐ (1)	1,706	-	-	-	57,116	58,821
หุ้นกู้สกุลเงินบาท	28,086	-	-	-	-	28,086
เงินกู้สกุลเงินบาท	9,745	1,938	-	-	-	11,683
เงินกู้สกุลเงินอื่นๆ (1)	-	-	225	8	-	233
รวม ณ 30 กันยายน 2569	**39,536**	**1,938**	**225**	**8**	**57,116**	**98,824**
รวม ณ 31 ธันวาคม 2568	**39,681**	**2,215**	**259**	**10**	**70,992**	**113,157**
เพิ่ม / (ลด)	**(144)**	**(277)**	**(34)**	**(2)**	**(13,876)**	**(14,333)**

หมายเหตุ (1) รวมกำไร/ขาดทุนจากอัตราแลกเปลี่ยนจากการแปลงค่าหนี้สินสกุลเงินตราต่างประเทศ

ส่วนของผู้ถือหุ้น

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีส่วนของผู้ถือหุ้นรวมจำนวน 258,251 ล้านบาท เพิ่มขึ้นจำนวน 65,219 ล้านบาท จาก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2568 ส่วนของผู้ถือหุ้นของบริษัทใหญ่เพิ่มขึ้น 45,113 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากกำไรสะสมเพิ่มขึ้นจากผลการดำเนินงานใน 9M/69 สุทธิจากการจ่ายเงินปันผลสำหรับผลการดำเนินงานปี 2568 และเงินปันผลระหว่างกาลสำหรับผลการดำเนินงานครึ่งปีแรกของปี 2569 ขณะที่ในเดือนมกราคม 2569 กลุ่มไทยออยล์มีการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) รวมทั้งการบันทึกดอกเบี้ยค้างจ่ายของตราสารดังกล่าว เป็นจำนวนทั้งสิ้น 19,723 ล้านบาท ซึ่งได้รับการจัดประเภทเป็นส่วนของผู้ถือหุ้นตามมาตรฐานการบัญชี

4.2 งบกระแสเงินสด

ณ วันที่ 30 กันยายน 2569 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 45,184 ล้านบาท โดยโรงกลั่นไทยออยล์ (งบการเงินเฉพาะกิจการ) มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดจำนวน 38,995 ล้านบาท รายละเอียดกระแสเงินสดแต่ละกิจกรรม มีดังนี้

ตาราง 17: งบกระแสเงินสดอย่างย่อ

(ล้านบาท)	งบการเงินรวม	งบเฉพาะกิจการ
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมดำเนินงาน	12,119	5,521
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมลงทุน	(23,001)	(13,418)
เงินสดสุทธิได้มาจาก (ใช้ไปใน) กิจกรรมจัดหาเงิน	(7,973)	(10,504)
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้น (ลดลง) สุทธิ	**(18,856)**	**(18,401)**
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดต้นงวด	62,568	56,607
ผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงอัตราแลกเปลี่ยน	1,472	789
เงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดปลายงวด	**45,184**	**38,995**

ใน 9M/69 กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดได้มาจากกิจกรรมดำเนินงานจำนวน 12,119 ล้านบาท โดยมีสาเหตุหลักจากกำไรก่อนค่าใช้จ่ายภาษีเงินได้จำนวน 59,188 ล้านบาท ประกอบกับรายการปรับกระทบยอดกำไรก่อนภาษีเป็นเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 9,022 ล้านบาท อย่างไรก็ตาม กระแสเงินสดจากกิจกรรมดำเนินงานถูกหักด้วยเงินทุนหมุนเวียน (Working Capital) ที่เพิ่มขึ้นสุทธิจำนวน 47,715 ล้านบาทตามราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยที่ปรับเพิ่มขึ้น สาเหตุหลักมาจาก สินค้าคงเหลือ ลูกหนี้การค้า และลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น สุทธิจากเจ้าหนี้การค้าที่เพิ่มขึ้นจากการขยายเครดิตทางการค้า (Extended Credit Term: ETC) กับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และมีเงินสดใช้ไปในการจ่ายภาษีเงินได้สุทธิจำนวน 8,376 ล้านบาท ขณะที่กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมลงทุนจำนวน 23,001 ล้านบาท โดยมีเงินสดจ่ายเพื่อซื้อที่ดิน อาคาร และอุปกรณ์สุทธิจำนวน 17,132 ล้านบาท ซึ่งส่วนใหญ่เป็นการลงทุนในโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) ประกอบกับกลุ่มไทยออยล์มีเงินสดใช้ไปในเงินลงทุนในสินทรัพย์ทางการเงินระยะสั้น จากเงินฝากประจำ (Fixed Deposit) จำนวน 6,550 ล้านบาท

นอกจากนี้ กลุ่มไทยออยล์มีกระแสเงินสดใช้ไปในกิจกรรมจัดหาเงินจำนวน 7,973 ล้านบาท เนื่องจากมีการไถ่ถอนหุ้นกู้ก่อนกำหนดจำนวน 15,336 ล้านบาท มีเงินสดจ่ายต้นทุนทางการเงินจำนวน 3,297 ล้านบาท และเงินปันผลจ่ายจำนวน 5,361 ล้านบาท แม้ว่าใน 9M/69 กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดรับสุทธิจากการออกหุ้นกู้ด้อยสิทธิ์ที่มีลักษณะคล้ายทุน (Perpetual Bond) จำนวน 18,979 ล้านบาท

จากกิจกรรมข้างต้น ส่งผลให้กลุ่มไทยออยล์มีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดสุทธิลดลงเป็นจำนวน 18,856 ล้านบาท ขณะที่การเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนส่งผลให้เงินสด และรายการเทียบเท่าเงินสดเพิ่มขึ้นจำนวน 1,472 ล้านบาท เมื่อรวมกับเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสด ณ ต้นงวดจำนวน 62,568 ล้านบาท กลุ่มไทยออยล์จึงมีเงินสดและรายการเทียบเท่าเงินสดคงเหลือรวมทั้งสิ้นจำนวน 45,184 ล้านบาท ณ วันที่ 30 กันยายน 2569

4.3 อัตราส่วนทางการเงิน

ตาราง 18: อัตราส่วนทางการเงิน (งบการเงินรวม)

อัตราส่วนแสดงความสามารถในการทำกำไร	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)
อัตราส่วนความสามารถการทำกำไร (%)	20%	7%	13%	5%	15%
อัตราส่วนกำไรขั้นต้น (%)	18%	11%	7%	3%	15%
อัตราส่วนกำไรสุทธิ (%)	13%	6%	6%	3%	10%

อัตราส่วนสภาพคล่อง	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)
อัตราส่วนสภาพคล่อง (เท่า)	1.6	1.6	0.1	1.3	0.3
อัตราส่วนสภาพคล่องหมุนเร็ว (เท่า)	0.9	0.9	0.0	0.8	0.1

อัตราส่วนวิเคราะห์นโยบายทางการเงิน	Q3/69	Q2/69	+/(-)	Q3/68	+/(-)
อัตราส่วนหนี้สินรวมต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.9	0.9	0.1	1.3	(0.3)
อัตราส่วนหนี้สินสุทธิต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.2	0.3	(0.1)	0.6	(0.4)
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (เท่า)	0.5	0.5	(0.0)	0.8	(0.3)
อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (เท่า)	49.3	13.4	36.0	4.7	44.7
อัตราส่วนหนี้เงินกู้ระยะยาวต่อเงินทุนระยะยาว (%)	31%	32%	(1%)	44%	(13%)

<u>การคำนวณอัตราส่วนทางการเงิน</u>

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

5. แนวโน้มภาวะอุตสาหกรรมในไตรมาส 4 ปี 2569 และปี 2570

ภาวะตลาดน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์

แม้ว่าราคาน้ำมันดิบจะมีแนวโน้มอ่อนตัวลงในช่วงเดือนพฤศจิกายนถึงธันวาคม 2569 แต่ด้วยราคาน้ำมันดิบที่อยู่ในระดับสูงในเดือนตุลาคม 2569 จากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลาง ทำให้ราคาน้ำมันดิบเฉลี่ยใน Q4/69 คาดว่าจะสูงกว่า Q3/69 เล็กน้อย ซึ่งปัจจัยที่ราคาปรับลดลงในช่วงปลายปีมาจากแรงกดดันจากผลการเลือกตั้งกลางเทอมของสหรัฐฯ ที่พรรคเดโมแครตได้รับชัยชนะ ซึ่งอาจส่งผลให้การขับเคลื่อนนโยบายของฝ่ายบริหารในการทำสงครามกับอิหร่านทำได้ยากลำบากยิ่งขึ้น ประกอบกับอุปทานน้ำมันดิบที่มีแนวโน้มตึงตัวน้อยลง หลังมีรายงานยอดการส่งออกน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลางพุ่งแตะระดับ 18.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน เมื่อเดือนกันยายน 2569 ที่ผ่านมา ในขณะเดียวกัน อุปสงค์น้ำมันโลกยังคงถูกจำกัดจากภาวะเศรษฐกิจที่เปราะบาง อันเป็นผลมาจากการที่ธนาคารกลางหลายแห่งทั่วโลกกลับมาดำเนินนโยบายปรับขึ้นอัตราดอกเบี้ยอีกครั้งเพื่อสกัดกั้นภาวะเงินเฟ้อ

สำหรับแนวโน้มราคาน้ำมันดิบในปี 2570 คาดการณ์ว่ามีแนวโน้มปรับลดลงจากปีก่อนหน้า เนื่องจากได้รับแรงกดดันจากอุปทานที่เข้ามาในตลาดอย่างต่อเนื่อง โดยเฉพาะจากผู้ผลิตนอกกลุ่มโอเปกพลัส ซึ่งยังคงเป็นผู้ผลิตหลักในตลาดที่มีแนวโน้มขยายกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะสหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซึ่งคาดว่าจะดำเนินการขยายกำลังการผลิตน้ำมันดิบขึ้นอย่างต่อเนื่อง หลังจากถอนตัวออกจากการเป็นสมาชิกกลุ่มโอเปก ซึ่งเปิดทางให้มีความยืดหยุ่นในการกำหนดนโยบายการผลิตของตนเองได้อย่างอิสระ ทั้งนี้ การผลิตของกลุ่มโอเปกพลัสมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับปี 2569 ด้วยเช่นกัน หลังได้รับแรงหนุนจากสถานการณ์ความขัดแย้งภูมิรัฐศาสตร์ที่มีแนวโน้มคลี่คลายลง สำหรับอุปสงค์น้ำมันดิบในปี 2570 ตลาดคาดการณ์ว่าอัตราการเติบโตของความต้องการน้ำมันจะปรับตัวดีขึ้น โดยคาดการณ์อัตราการเติบโตของความต้องการน้ำมันจะปรับตัวดีขึ้นจากลดลง 2.0 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในปี 2569 เป็น เพิ่มขึ้น 2.2 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในปี 2570 ในขณะที่ความเสี่ยงต่ออุปทานน้ำมันจากความตึงเครียดทางภูมิรัฐศาสตร์จากสงครามระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่าน รวมถึงรัสเซียและยูเครน ยังคงเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้ราคาน้ำมันดิบผันผวนและปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นได้

ภาพรวมธุรกิจโรงกลั่นในช่วง Q4/69 มีแนวโน้มอ่อนตัวลงเมื่อเทียบกับ Q3/69 แต่ยังคงอยู่ในระดับสูง เนื่องจากการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของจีนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วง Q4/69 หลังมีการประกาศโควตาส่งออกรอบที่ 3 เพิ่มเติม อย่างไรก็ตาม คาดว่าการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปของจีนจะยังอยู่ในระดับจำกัด ขณะที่อุปทานน้ำมันสำเร็จรูปโลกยังมีแนวโน้มตึงตัว โดยโรงกลั่นในรัสเซียยังคงผลิตและส่งออกได้อย่างจำกัดจากผลกระทบของการโจมตีด้วยโดรนจากยูเครน ส่งผลให้รัสเซียยังคงจำกัดการส่งออกน้ำมันเบนซิน จนถึงมกราคม 2570 และน้ำมันดีเซลสำหรับผู้ผลิต จนถึงตุลาคม 2569 และสำหรับที่ไม่ใช่ผู้ผลิตจนถึงมกราคม 2570 ท่ามกลางความต้องการใช้น้ำมันทำความร้อนในฤดูหนาวที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นในช่วงปลายปี

สำหรับภาพรวมธุรกิจโรงกลั่นในปี 2570 มีแนวโน้มอ่อนตัวลงเมื่อเทียบกับปี 2569 จากการฟื้นตัวของอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปโลก หลังปริมาณการส่งออกน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลางทยอยกลับเข้าสู่ระดับใกล้เคียงกับช่วงก่อนเกิดความขัดแย้ง ส่งผลให้โรงกลั่นในภูมิภาคเอเชียสามารถเพิ่มอัตรากำลังการผลิตและส่งออกผลิตภัณฑ์ได้มากขึ้น ประกอบกับอุปทานน้ำมันสำเร็จรูปจากตะวันออกกลางที่ค่อย ๆ ฟื้นตัวอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม อุปทานยังคงต่ำกว่าระดับก่อนเกิดสงคราม ขณะที่อุปสงค์น้ำมันสำเร็จรูปโลกยังคงเติบโตอย่างต่อเนื่อง ซึ่งปัจจัยดังกล่าวจะสนับสนุนธุรกิจโรงกลั่นให้อยู่ในระดับที่ดี

ภาวะตลาดสารอะโรเมติกส์

ราคาสารกลุ่มอะโรเมติกส์ใน Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/69 ตามทิศทางราคาน้ำมันดิบและน้ำมันเบนซินออกเทน 95 เฉลี่ยที่ยังอยู่ในระดับสูง จากการสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ที่ยังตึงเครียดอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม ส่วนต่างราคาสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ใน Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/69 โดยได้รับแรงสนับสนุนจากอุปทานสารอะโรเมติกส์ที่มีแนวโน้มตึงตัว เนื่องจากผู้ผลิตบางรายยังคงปรับเพิ่มสัดส่วนการผลิตน้ำมันเบนซิน ซึ่งให้ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สูงกว่าการผลิตสารอะโรเมติกส์ ขณะที่อุปสงค์มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นตามฤดูกาล โดยเฉพาะความต้องการใช้ในอุตสาหกรรมบรรจุภัณฑ์พลาสติกและเส้นใยสิ่งทอสำหรับ

เครื่องนุ่งห่ม รวมทั้งระดับสินค้าคงคลังของสารเบนซีนและสารพีทีเอ (PTA) ในประเทศจีนที่ยังอยู่ในระดับต่ำ ซึ่งอาจช่วยสนับสนุนส่วนต่างราคาในตลาดภูมิภาคได้ต่อเนื่อง

ราคาสารกลุ่มอะโรเมติกส์ในปี 2570 คาดว่าจะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับปี 2569 ตามแนวโน้มราคาน้ำมันดิบและน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่มีแนวโน้มลดลง จากการคาดการณ์ว่าสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยคลี่คลายลง ขณะที่ส่วนต่างราคาระหว่างสารอะโรเมติกส์กับน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ในปี 2570 คาดว่าจะปรับตัวเพิ่มขึ้น เมื่อเทียบกับปี 2569 โดยได้รับแรงสนับสนุนจากต้นทุนอ้างอิงน้ำมันเบนซินออกเทน 95 ที่ลดลง ประกอบกับอุปสงค์ที่มีแนวโน้มเติบโตสูงกว่าปี 2569 จากการที่ผู้ซื้อทยอยเพิ่มสินค้าคงคลังสู่ระดับปกติ อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงเผชิญแรงกดดันจากการทยอยเปิดดำเนินการของโรงงานผลิตแห่งใหม่ ซึ่งอาจส่งผลให้อุปทานเพิ่มขึ้นและจำกัดการฟื้นตัวของส่วนต่างราคาในตลาดอะโรเมติกส์

<u>ภาวะตลาดสาร LAB</u>

ราคาสาร LAB ในช่วง Q4/69 เทียบกับ Q3/69 คาดว่าจะมีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้นจากการคาดการณ์ว่าสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์ยังคงตึงเครียดอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ทั้งราคาวัตถุดิบสำคัญ ได้แก่ น้ำมันอากาศยานและสารเบนซีน รวมถึงราคาสาร LAB มีแนวโน้มปรับตัวเพิ่มขึ้น ประกอบกับอุปทานมีแนวโน้มตึงตัวอย่างต่อเนื่องจากโรงงานผลิตสาร LAB บางส่วนในจีนและไต้หวันที่มีแผนการปิดซ่อมบำรุงในช่วงเดือนพฤศจิกายน 2569 – มกราคม 2570 รวมทั้งสาร LAB อาจได้รับแรงหนุนบางส่วนจากการปรับสูตรของผู้ผลิตสารทำความสะอาดบางรายโดยมีแนวโน้มเพิ่มการใช้ LAB ทดแทนสารลดแรงตึงผิว (Surfactant) ที่มี Fatty Alcohol เป็นวัตถุดิบ เนื่องจากคาดว่าต้นทุนของ Fatty Alcohol จะอยู่ในระดับสูงในช่วง Q4/69 – Q1/70 จากผลของการบังคับใช้กฎระเบียบ EUDR (European Union Deforestation Regulation) ซึ่งจะเริ่มมีผลในช่วงปลายปี 2569 ซึ่งอาจเพิ่มต้นทุนด้านการตรวจสอบย้อนกลับและการจัดหาวัตถุดิบปาล์มน้ำมันที่ผ่านเกณฑ์ ประกอบกับแนวโน้มการเกิด El Niño ในช่วงเดือนธันวาคม 2569 – กุมภาพันธ์ 2570 ที่อาจส่งผลให้ปริมาณผลผลิตปาล์มน้ำมันลดลง และราคาวัตถุดิบกลุ่มปาล์มน้ำมันปรับตัวสูงขึ้น ทั้งนี้ ปัจจัยดังกล่าวอาจสนับสนุนการใช้สาร LAB เพิ่มขึ้นจากการปรับสูตรผลิตภัณฑ์เพื่อควบคุมต้นทุนของผู้ผลิต อย่างไรก็ตาม หากราคาสาร LAB ยังอยู่ในระดับสูงอย่างต่อเนื่องอาจส่งผลกดดันต่อการเติมสินค้าคงคลังลดลง อุปสงค์สาร LAB มีแนวโน้มชะลอตัวลงในช่วงปลายปีจากวันหยุดเทศกาล ส่งผลให้ความต้องการใช้ผลิตภัณฑ์ทำความสะอาดและการเติมสินค้าคงคลังของผู้ผลิตอาจลดลง และเป็นปัจจัยเพิ่มเติมที่กดดันราคาสาร LAB ในช่วง Q4/69

หากเทียบราคาสาร LAB ในปี 2570 กับปี 2569 คาดว่าราคาจะมีแนวโน้มปรับตัวลดลง จากการคาดการณ์ว่าสถานการณ์ความขัดแย้งทางภูมิรัฐศาสตร์และการหยุดชะงักของการขนส่งผ่านช่องแคบฮอร์มุซจะทยอยคลี่คลาย ขณะที่อุปทานสาร LAB ในภูมิภาคมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจากกำลังการผลิตใหม่ โดยผู้ผลิตในประเทศอียิปต์ (ELAB) มีแผนเพิ่มกำลังการผลิต 20,000 ตันต่อปีในช่วง 1H/70 และผู้ผลิตในประเทศจีน (Sinopec Plant No. 3) มีแผนเพิ่มกำลังการผลิต 250,000 ตันต่อปีในช่วง 2H/70 ก่อนทยอยปิดโรงผลิตเดิม (Plant No. 1 และ No. 2) ซึ่งมีกำลังการผลิตรวม 200,000 ตันต่อปี ภายหลัง Plant No. 3 สามารถดำเนินการผลิตได้ตามแผน อย่างไรก็ตาม สาร LAB อาจได้รับแรงหนุนบางส่วนจากแนวโน้มราคาวัตถุดิบ Fatty Alcohol ที่อาจอยู่ในระดับสูงในช่วงต้นปี 2570 ซึ่งอาจจูงใจให้ผู้ผลิตผลิตภัณฑ์ทำความสะอาดบางรายปรับสูตรมาใช้สาร LAB เพิ่มขึ้น

<u>ภาวะตลาดน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน</u>

ราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานใน Q4/69 คาดว่าจะปรับตัวลดลงเมื่อเทียบกับ Q3/69 หลังอุปทานมีแนวโน้มตึงตัวน้อยลง หลังตลาดผ่อนคลายความกังวลต่อการจัดหาวัตถุดิบเพื่อนำมาใช้ในการผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน นอกจากนี้ตลาดยังได้รับแรงกดดันจากการเปิดตัวของโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 ในจีน (กำลังการผลิต 200,000 ตันต่อปี) ซึ่งมีกำหนดการเปิดดำเนินการในช่วง Q4/69 ขณะที่ส่วนต่างราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มปรับลดลงเช่นกัน หลังราคาน้ำมันเตามีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นจากสถานการณ์ความขัดแย้งในตะวันออกกลางที่มีความตึงเครียดเพิ่มขึ้น

ในปี 2570 คาดการณ์ว่าราคาน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน รวมถึงส่วนต่างราคาระหว่างน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกับน้ำมันเตามีแนวโน้มอ่อนตัวลงจากปี 2569 หลังอุปทานน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานมีแนวโน้มตึงตัวน้อยลงเมื่อเทียบกับปี 2569 จากการกลับมาดำเนินงานของโรงผลิตน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐาน

ในตะวันออกกลาง รวมถึงการเปิดตัวของโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 2 ในจีน (กำลังการผลิต 300,000 ตันต่อปี) และอินเดีย (กำลังการผลิต 190,000 ตันต่อปี) รวมถึงโรงน้ำมันหล่อลื่นพื้นฐานกลุ่มที่ 3 ในซาอุดีอาระเบีย (กำลังการผลิต 175,000 ตันต่อปี)

ภาวะตลาดยางมะตอย

ราคายางมะตอยและส่วนต่างราคาระหว่างราคายางมะตอยกับน้ำมันเตาใน Q4/69 คาดการณ์ว่ามีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับ Q3/69 หลังอุปทานยางมะตอยจากอิหร่านยังคงมีแนวโน้มตึงตัวต่อเนื่อง นอกจากนี้ ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากความต้องการใช้ยางมะตอยซึ่งคาดว่าจะปรับตัวดีขึ้นหลังสิ้นสุดช่วงฤดูมรสุม

อย่างไรก็ตาม ราคาในปี 2570 คาดการณ์ว่าจะปรับลดลงเมื่อเทียบกับปี 2569 ภายหลังสถานการณ์ความตึงเครียดระหว่างสหรัฐฯ และอิหร่านมีแนวโน้มคลี่คลายลง อย่างไรก็ตาม ตลาดยังคงได้รับแรงหนุนจากงบประมาณสำหรับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานในประเทศที่มีการเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างรวดเร็ว เช่น เวียดนาม และอินเดีย

6. ภาคผนวก

6.1 สรุปแผนการลงทุนโครงการในอนาคต

บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีงบประมาณการลงทุนในโครงการที่ได้รับอนุมัติแล้วสำหรับช่วงปี 2569 ถึงปี 2572 รวมมูลค่า 1,922 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยประกอบด้วยโครงการพลังงานสะอาด (Clean Fuel Project : CFP) (สุทธิจากเงินรับจากการขายสินทรัพย์ของหน่วยผลิตพลังงานภายใต้โครงการพลังงานสะอาด) มูลค่า 1,703 ล้านดอลลาร์สหรัฐ และโครงการอื่นที่อยู่ระหว่างดำเนินการ มูลค่า 219 ล้านดอลลาร์สหรัฐ อย่างไรก็ตาม หากไม่รวมเงินรับจากการขายสินทรัพย์ของหน่วยผลิตพลังงานภายใต้โครงการพลังงานสะอาด บริษัทฯ และบริษัทย่อยมีงบประมาณการลงทุนรวมทั้งสิ้น 2,583 ล้านดอลลาร์สหรัฐ โดยรายละเอียดประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุนในช่วงปี 2569 ถึงปี 2572 แสดงดังตารางด้านล่าง

แผนการลงทุนในอนาคตของบริษัทฯ และบริษัทในกลุ่ม

งบประมาณลงทุน (หน่วยล้านดอลลาร์สหรัฐ)

ข้อมูล ณ กันยายน 2569

โครงการ		ประมาณการรายจ่ายสำหรับแผนการลงทุน ปี 2569-2572
โครงการพลังงานสะอาด (CFP Project)	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	2,330
	ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน	34
	การขายทรัพย์สินของหน่วยผลิตพลังงาน	(661)
รวมงบประมาณลงทุนของโครงการพลังงานสะอาด*		**1,703**
โครงการที่อยู่ระหว่างดำเนินการ		**219**
โครงการปรับปรุงหน่วยผลิตต่างๆให้มีประสิทธิภาพ (Efficiency), ต่อเนื่อง (Reliability) และมีความยืดหยุ่น (Flexibility)		
โครงการลงทุนอื่น (เช่น การลงทุนเชิงกลยุทธ์ผ่านกองทุนร่วมลงทุนขององค์กร และการปรับเปลี่ยนองค์กรสู่ดิจิทัล)		
รวมงบประมาณของโครงการทั้งหมด		**1,922**

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

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 (เรียกรวมกัน

[1] อ้างอิงอัตราแลกเปลี่ยนสำหรับงบประมาณของโครงการ CFP ตามที่ได้รับอนุมัติจากที่ประชุมวิสามัญผู้ถือหุ้น ครั้งที่ 1/2561 เมื่อวันที่ 27 สิงหาคม 2561 โดยอ้างอิงอัตราขายถัวเฉลี่ยสำหรับสกุลเงินดอลลาร์สหรัฐประจำวัน ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย 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 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[5] 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

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 ประจำวัน ที่ประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย 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