



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

ปริญญา

เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

สาขา

เศรษฐศาสตร์

ภาควิชา

เรื่อง ค่าการกลั่นและอัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของ
แหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของโรงกลั่นในประเทศไทย

The Gross Refinery Margin and the Marginal Rate of Technical Substitution
from Different Sources of Crude Oil Intaked by Refineries in Thailand

นามผู้วิจัย นายจุลภักดิ์ ศรีสมยา

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์ศักดิ์สิทธิ์ บุศยพลากร, Ph.D.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(อาจารย์ปิยะพรรณ ช่างวัฒนชัย, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์โสภณสกล เพชรานนท์, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา วีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สิงสีทวิ มทวทยาลัยเกษตรศาสตร

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

ค่าการกลั่นและอัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้าย
ของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของโรงกลั่นในประเทศไทย

The Gross Refinery Margin and the Marginal Rate of Technical Substitution
from Different Sources of Crude Oil Intaked by Refineries in Thailand

โดย

นายจุลภักดิ์ ศรีสมยา

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

พ.ศ. 2556

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

จุลภักดิ์ ศรีสมยา 2556: ค่าการกลั่นและอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้าย
ของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของโรงกลั่นในประเทศไทย ปริญาเศรษฐศาสตร์
มหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ) สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ ภาควิชาเศรษฐศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: อาจารย์ศักดิ์สิทธิ์ บุญยพลากร, Ph.D. 190 หน้า

การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและเปรียบเทียบค่าการกลั่นของโรงกลั่นใน
ประเทศไทย โดยประยุกต์ใช้ทฤษฎีการผลิตด้านการคำนวณต้นทุนและกำไร และศึกษาอัตรา
ทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น จากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จาก
แบบจำลอง Seemingly Unrelated Regression (SUR) โดยใช้ข้อมูลเป็นรายเดือนระหว่างปี 2550-
2554 จากกระทรวงพลังงาน ซึ่งประกอบด้วย ชนิด ปริมาณ และราคา ของทั้งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นและ
ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น

ผลการศึกษาพบว่า ค่าการกลั่นเฉลี่ยของโรงกลั่นในประเทศไทยเท่ากับ 7.02 เหรียญต่อ
บาร์เรล หรือคิดเป็นกำไรขั้นต้นเท่ากับ 7.67 เปอร์เซ็นต์ โดยโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ มีค่าการกลั่น
สูงที่สุดเท่ากับ 9.75 เหรียญต่อบาร์เรล หรือคิดเป็นกำไรขั้นต้นเท่ากับ 10.49 เปอร์เซ็นต์ ข้อมูลจาก
แบบจำลอง SUR รวมของทุกโรงกลั่นพบว่า น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล น้ำมันดิบจากตะวันออก
กลาง น้ำมันดิบภายในประเทศ และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซลสูงสุดใน
ทิศทางเดียวกัน ในช่วงความเชื่อมั่นร้อยละ 95 โดยมีค่าประมาณการสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.6914
0.3618 0.5959 และ 0.4586 ตามลำดับ และการศึกษาอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของ
น้ำมันดิบที่ใช้กลั่น พบว่าน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลสามารถทดแทน น้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง
น้ำมันดิบภายในประเทศ และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ ได้ซึ่งมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -1.91
-1.16 และ -1.51 ตามลำดับ โดยที่ระดับผลผลิตน้ำมันดีเซลยังมีค่าคงที่ และโรงกลั่นน้ำมันควรเพิ่ม
สัดส่วนการกลั่นน้ำมันจากแหล่งอื่นเพิ่มเติม เพื่อลดความเสี่ยงจากการขาดแคลนน้ำมันดิบจากแหล่ง
ที่เคยใช้กลั่น

Joonlapak Srisomya 2013: The Gross Refinery Margin and the Marginal Rate of Technical Substitution from Different Sources of Crude Oil Intake by Refineries in Thailand. Master of Economics (Business Economics), Major Field Business Economics, Department of Economics. Thesis Advisor: Mr. Saksit Budsayaplakorn, Ph.D. 190 pages.

This study aims to examine gross refinery margin and to compare the gross refinery margin among refineries in Thailand. Costs and benefits based on production theory are used in this analysis. The marginal rates of technical substitution (MRTS) from different sources of crude oil are calculated from the coefficients of the Seemingly Unrelated Regression (SUR) model. The 2007-2011 monthly data is obtained from the Ministry of Energy which comprises of types, quantities, and prices both of crude oil intaked and refined products.

The results indicate that the average gross refinery margin is 7.02 USD/BBL or 7.67% gross margin. The Thai Oil refinery has the highest gross refinery margin of 9.75 USD/BBL which is 10.49% gross margin. The data from the SUR model shows that crude oil from Far East, Middle East, Domestic sources, and other sources are highly positively related with the gas oil at 95 percent confidential interval with estimated coefficients of 0.6914, 0.3618, 0.5959, and 0.4586 respectively. The marginal rate of technical substitution from different sources of crude oil shows that the crude oil from the Far East can substitute for the crude oil from the Middle East, the Domestic source, and the other sources. The marginal rates of technical substitution are -1.91, -1.16, and -1.51 respectively given the same level of the gas oil production. The refineries should diversify sources of crude oil in order to mitigate risks from the lack of crude oil supplied.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้จัดทำขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลักท่าน อ.ดร.ศักดิ์สิทธิ์ บุญพลากร ที่ได้ให้คำปรึกษาในรายละเอียดการศึกษาทุกๆ ขั้นตอน คำแนะนำของท่านอาจารย์ช่วยให้การทำวิทยานิพนธ์มีความคืบหน้าเป็นลำดับ จนกระทั่งบรรลุตามวัตถุประสงค์ของผู้ศึกษา และขอกราบขอบพระคุณอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วมท่าน อ.ดร.ปิยะพรรณ ช่างวัฒนชัย รวมทั้งท่าน อ.ดร.วิญญู อรรถวานิช ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ และ ผศ.ดร.สุจิตรา ชำนิวิทย์กรณ์ ผู้ทรงคุณวุฒิ ที่ได้กรุณาให้คำแนะนำเพิ่มเติม ทำให้งานวิจัยมีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบคุณหัวหน้างานและเพื่อนร่วมงานบริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน) ที่ให้การสนับสนุนด้านการศึกษาและคอยช่วยเหลืองาน ตลอดจนคอยเป็นกำลังใจ ขอขอบคุณเพื่อนๆ MBE 18 ที่คอยแนะนำช่วยเหลือทั้งการทำงานกลุ่ม และงานวิจัย ขอขอบคุณเจ้าหน้าที่โครงการปริญญาโท เศรษฐศาสตรบัณฑิต มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์ทุกท่านที่ให้ความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง

ที่สำคัญที่สุดขอกราบขอบพระคุณ คุณพ่อ คุณแม่ บุพการีที่อบรมสั่งสอนด้วยความรักความปรารถนาดี และขอกราบขอบพระคุณ คุณอาสมศักดิ์ จิรสวรรณกุล ผู้ที่เปี่ยมด้วยความเมตตากรุณาที่สนับสนุนทุนการศึกษาดังแต่ระดับมัธยมจนถึงระดับอุดมศึกษา คุณงามความดีและประโยชน์ที่เกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ขออุทิศให้กับคุณครูบาอาจารย์และผู้มีพระคุณทุกๆ ท่าน ส่วนความบกพร่องนั้น ผู้ทำวิจัยขอน้อมรับเพื่อนำไปปรับปรุงในลำดับต่อไป

จุลภักดิ์ ศรีสมยา

เมษายน 2556

สารบัญ

หน้า

สารบัญตาราง	(3)
สารบัญภาพ	(8)
บทที่ 1 บทนำ	1
ความสำคัญของปัญหา	1
วัตถุประสงค์ของการศึกษา	6
ขอบเขตของการศึกษา	6
ประโยชน์ที่ได้รับ	7
นิยามศัพท์	8
บทที่ 2 โครงร่างทางทฤษฎี	10
ทฤษฎีและแนวคิดที่เกี่ยวข้อง	10
การตรวจเอกสาร	34
บทที่ 3 วิธีการศึกษา	40
วิธีการเก็บรวบรวมข้อมูล	40
วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล	40
บทที่ 4 ข้อมูลทั่วไป	48
ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับโรงกลั่นน้ำมัน	48
ข้อมูลเชิงปริมาณ	51
บทที่ 5 ผลการศึกษา	67
ผลการศึกษาค่าการกลั่น	67
ผลการศึกษาอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น	73
บทที่ 6 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ	88
สรุปผลการศึกษา	88
ข้อเสนอแนะ	89

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	90
ภาคผนวก	93
ภาคผนวก ก ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น	94
ภาคผนวก ข น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่น	101
ภาคผนวก ค สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น	137
ภาคผนวก ง ราคาผลิตภัณฑ์ที่ใช้อ้างอิงในการคำนวณค่าการกลั่น	159
ภาคผนวก จ ต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น มูลค่าผลิตภัณฑ์ และค่าการกลั่น	163
ภาคผนวก ฉ แบบจำลอง SUR ของแต่ละโรงกลั่น	173
ภาคผนวก ช อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทกับเงินดอลลาร์สหรัฐฯ	188
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	190

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1.1	ประเภทของโรงกลั่นและกำลังการผลิตของโรงกลั่น	3
3.1	การอ้างอิงราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น	43
4.1	กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่น ปี 2550 ถึง 2554	48
4.2	การแบ่งกลุ่มน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มา	57
4.3	ปริมาณน้ำมันดิบตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	60
4.4	ค่าเฉลี่ยสัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจากแต่ละแหล่งและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	61
4.5	ค่าเฉลี่ยสัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	62
4.7	ราคาผลิตภัณฑ์เฉลี่ยระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ธันวาคม	66
5.1	ค่าเฉลี่ยต้นทุนน้ำมันดิบ มูลค่าผลิตภัณฑ์ และค่าการกลั่นปี 2550 ถึง 2554	67
5.2	อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์	75
5.3	อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี	77

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
5.4	อัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่	79
5.5	อัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง	81
5.6	อัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันปตท. อะโรมาติกส์และการกลั่น	83
5.7	อัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก	85
5.8	อัตราทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นรวม	87
ตารางผนวกที่		
ก 1	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ใช้กลั่นระหว่าง ปี 2550 ถึง 2554	95
ก 2	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซีใช้กลั่นระหว่าง ปี 2550 ถึง 2554	96
ก 3	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ใช้กลั่นระหว่าง ปี 2550 ถึง 2554	97
ก 4	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	98

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางผนวกที่	หน้า
ก 5	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่นที่ใช้กลั่น ระหว่างปี 2550 ถึง 2554 99
ก 6	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันบางจากที่ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 100
ก 7	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นระยองเพิยวรีฟายเออร์ที่ใช้กลั่นระหว่าง ปี 2550 ถึง 2554 100
ข 1	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ 102
ข 2	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี 107
ข 3	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ 112
ข 4	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นึ่ง 117
ข 5	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น 122
ข 6	น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก 127

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางผนวกที่		หน้า
ก 1	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์	138
ก 2	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี	141
ก 3	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่	144
ก 4	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง	147
ก 5	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น	150
ก 6	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันบางจาก	153
ก 7	สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นระยองเพียวรีฟายเออร์	156
ง	ราคาผลิตภัณฑ์ที่โรงกลั่นใช้อ้างอิง	160
จ 1	ต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	164
จ 2	มูลค่าผลิตภัณฑ์ของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	167
จ 3	ค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	170
ฉ 1	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์	174
ฉ 2	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี	176
ฉ 3	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่	178

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางผนวกที่		หน้า
จ 4	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง	180
จ 5	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น	182
จ 6	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก	184
จ 7	แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นรวม	186
ช 1	อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทกับเงินดอลลาร์สหรัฐฯ	189

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1.1	ค่าเฉลี่ยแสดงสัดส่วนรายจ่ายการนำเข้าวัตถุดิบเพื่อใช้เป็นพลังงาน ปี 2544 – 2554	1
1.2	ปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปจำแนกตามสาขาธุรกิจปี 2544 – 2553	2
1.3	ค่าการกลั่นเฉลี่ยของโรงกลั่นในประเทศไทยปี 2552	4
1.4	ราคาน้ำมันดิบดูไบและราคาผลิตภัณฑ์เดือนมิถุนายน 2552 ถึง เดือนมีนาคม 2555	5
1.5	ผลต่างของราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันดิบดูไบเดือนมิถุนายน 2552 ถึง เดือนมีนาคม 2555	6
2.1	เส้นต้นทุนรวม TFC TVC และ TC	14
2.2	เส้นต้นทุนเฉลี่ยและเส้นต้นทุนส่วนเพิ่ม	15
2.3	เส้นต้นทุนระยะยาว	16
2.4	จุดการผลิตที่เหมาะสมในระยะยาว	16
2.5	ต้นทุนรวม รายรับรวม กำไรรวม	18
2.6	เส้นผลผลิตเท่ากัน	19
2.7	แสดง Flow Diagram ของโรงกลั่นน้ำมัน	24

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
2.8	เปรียบเทียบสัดส่วนผลิตภัณฑ์จากโรงกลั่น Hydroskimming และ Complex	25
2.9	โครงสร้างค่าการกลั่น	26
3.1	ภาพแสดงค่าการกลั่นเปรียบเทียบกับต้นทุนและราคาผลิตภัณฑ์	42
4.1	การใช้กำลังการผลิตของโรงกลั่นในประเทศไทยปี 2529 ถึง 2554	50
4.2	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	51
4.3	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซีใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	52
4.4	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	53
4.5	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิงใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	54
4.6	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่นใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	55
4.7	ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันบางจากใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554	56
4.8	สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์	63

สารบัญภาพ (ต่อ)

ภาพที่		หน้า
4.9	สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี	63
4.10	สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่	64
4.11	สัดส่วนแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียม รีไฟน์นิ่ง	64
4.12	สัดส่วนแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นปตท.อะโรมาติกส์ และการกลั่น	65
4.13	สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก	65
4.14	สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบกับผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นระยองเพียวรีไฟเออร์	66
5.1	ค่าการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันกลุ่มที่ 1	71
5.2	ค่าการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันกลุ่มที่ 2	72
5.3	ค่าการกลั่นและกำไรขั้นต้นเฉลี่ยระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ของแต่ละโรงกลั่น	73

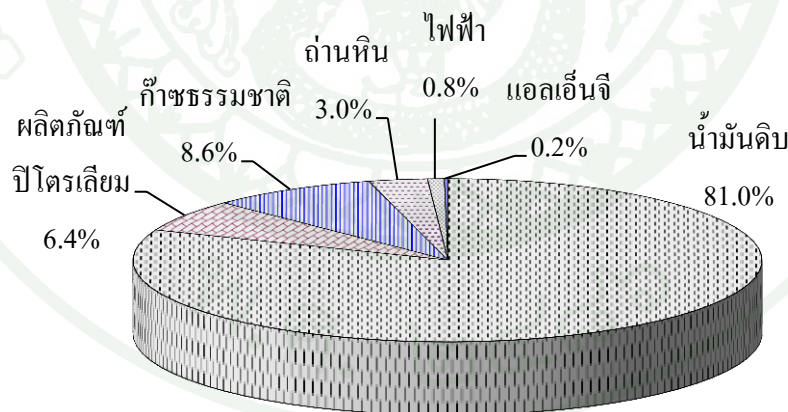
บทที่ 1

บทนำ

ความสำคัญของปัญหา

ประเด็นที่มีการกล่าวถึงเป็นอย่างมากในสังคมปัจจุบัน หนึ่งในนั้นคือ เรื่องพลังงาน ทั้งด้านความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย หรือ การเอาเปรียบผู้บริโภคของผู้ผลิตน้ำมันสำเร็จรูป การศึกษาโดยการประยุกต์ใช้หลักทางด้านเศรษฐศาสตร์และความรู้ด้านพลังงานมาอธิบายประเด็นที่เกิดขึ้น จึงเป็นเรื่องที่น่าสนใจเพื่อที่จะได้มีความรู้และความเข้าใจเกี่ยวกับพลังงานได้ดียิ่งขึ้น

ประเทศไทยได้นำเข้าวัตถุดิบเพื่อใช้เป็นพลังงานทำให้สูญเสียเงินจำนวนมากในแต่ละปี ข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน รายงานค่าใช้จ่ายระหว่างปี 2544 - 2554 เฉลี่ยปีละ 8,483,830 ล้านบาท เมื่อแยกตามชนิดของวัตถุดิบที่นำเข้ามาพบว่า ค่าใช้จ่ายจากการนำเข้าน้ำมันดิบ คิดเป็นร้อยละ 81.0 ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 8.6 แก๊สธรรมชาติร้อยละ 3.5 ถ่านหินร้อยละ 3.0 ไฟฟ้าร้อยละ 0.8 และ แอลเอ็นจีร้อยละ 0.2

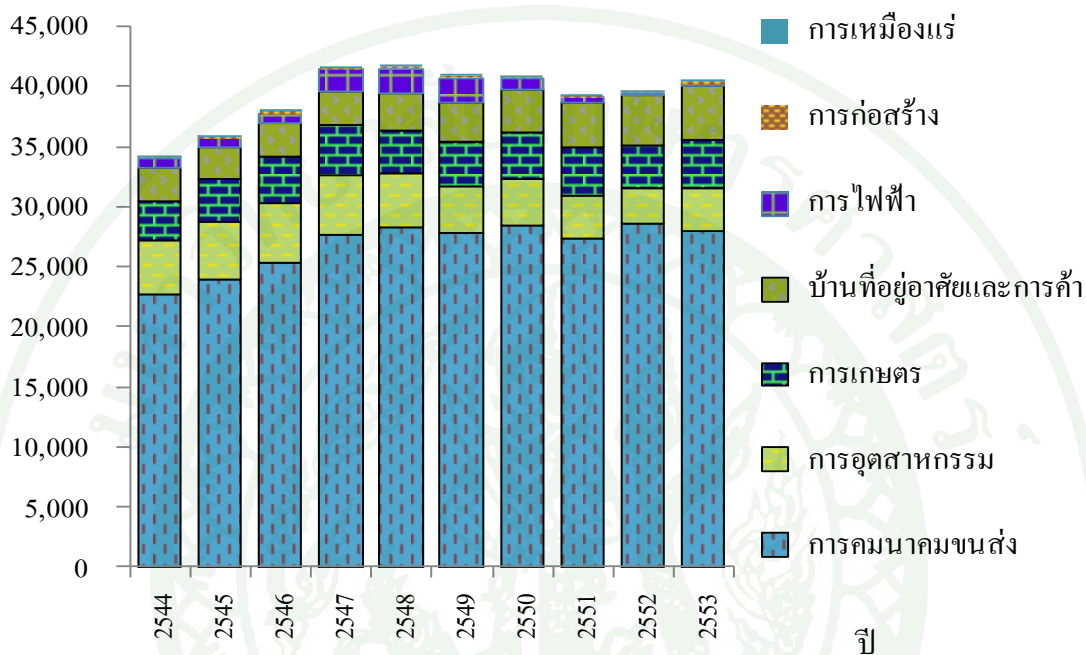


ภาพที่ 1.1 ค่าเฉลี่ยแสดงสัดส่วนรายจ่ายการนำเข้าวัตถุดิบเพื่อใช้เป็นพลังงานปี 2544 – 2554
ที่มา: กระทรวงพลังงาน (2555)

จากภาพที่ 1.1 พบว่าการนำเข้าน้ำมันดิบมีสัดส่วนค่าใช้จ่ายมากที่สุดคือร้อยละ 81.0 หรือเท่ากับ 6,873,077 ล้านบาท น้ำมันดิบที่นำเข้ามาจะนำมากลั่นแยกและปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันเพื่อให้ได้น้ำมันสำเร็จรูปสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิง โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์

พลังงาน ได้แบ่งการใช้น้ำมันสำเร็จรูปแยกตามสาขาธุรกิจดังนี้ การคมนาคมขนส่ง อุตสาหกรรมการผลิต ภาคเกษตรกรรม ที่อยู่อาศัยและการค้า การไฟฟ้า การก่อสร้าง และการเหมืองแร่

ปริมาณน้ำมันสำเร็จรูป
(ล้านลิตร)



ภาพที่ 1.2 ปริมาณการใช้น้ำมันสำเร็จรูปจำแนกตามสาขาธุรกิจปี 2544 – 2553
ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

จากความต้องการใช้พลังงานดังกล่าวเพื่อนำมาใช้งานตามวัตถุประสงค์ของแต่ละสาขาธุรกิจให้เพียงพอต่อความต้องการ อุตสาหกรรมที่มีบทบาทในการผลิตน้ำมันเชื้อเพลิง คือ อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมัน โดยโรงกลั่นน้ำมันในประเทศไทยได้นำเข้าน้ำมันดิบเข้ามากลั่นมีกำลังการผลิตรวมกัน 1,092,200 บาร์เรลต่อวัน หรือ 173.6 ล้านลิตรต่อวัน (ข้อมูลปี 2553) ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบ ได้แก่ แก๊สแอลพีจี (LPG) น้ำมันเบนซินหรือแก๊สโซลีน (Benzine or Gasoline) แนฟทา (Naphtha) น้ำมันเจทและเคโรซีน (Jet and Kerosene) น้ำมันดีเซลหรือแก๊ซออยล์ (Diesel or Gasoil) และน้ำมันเตา (Fuel oil) ซึ่งสัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้ ขึ้นอยู่กับชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นและประเภทของโรงกลั่น

โรงกลั่นน้ำมันในประเทศไทยมีทั้งหมด 7 แห่ง จำแนกประเภทของโรงกลั่นได้ดังนี้

ตารางที่ 1.1 ประเภทของโรงกลั่นและกำลังการผลิตของโรงกลั่น

(หน่วย: บาร์เรลต่อวัน)

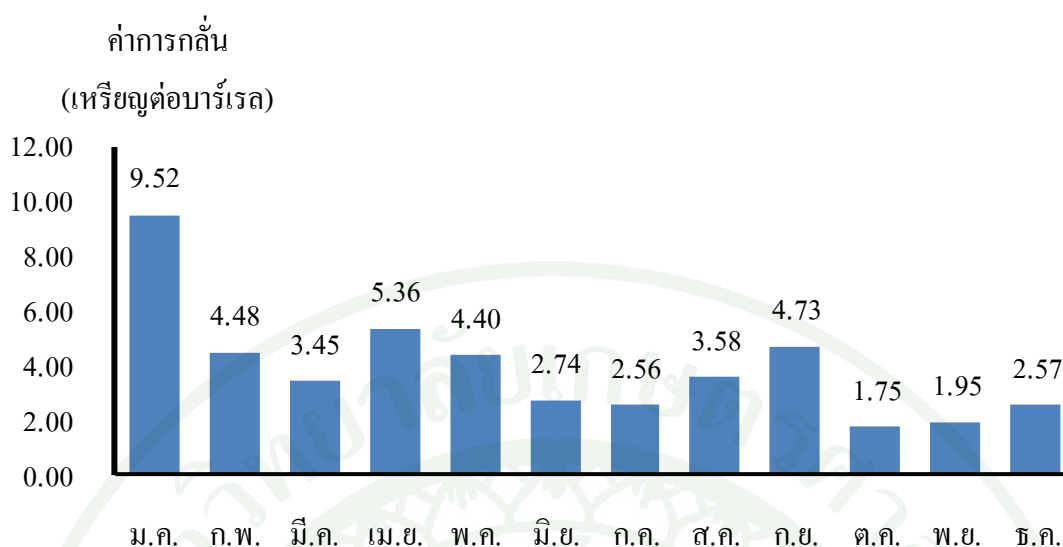
โรงกลั่นน้ำมัน	ประเภทของโรงกลั่น	กำลังการผลิต
ไทยออยล์ (TOP)	คอมเพล็กซ์	275,000
ไออาร์พีซี (IRPC)	คอมเพล็กซ์	215,000
เอสโซ่ (ESSO)	คอมเพล็กซ์	170,000
สตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง (SPRC)	คอมเพล็กซ์	150,000
ปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR)	คอมเพล็กซ์	145,000
บางจาก (BCP)	คอมเพล็กซ์	120,000
ระยองเพิอร์ฟายเออร์ (RPC)	คอนเดนเสท เรซิดิว	17,000
รวม		1,092,200

ที่มา: บรรจง บุหิรัญ (2555)

สิ่งที่โรงกลั่นใช้วัดความสามารถในการกลั่นน้ำมัน คือ ค่าการกลั่น (Gross refinery margin, GRM) ซึ่งเป็นค่าที่คำนวณจากผลต่างของผลรวมมูลค่าผลิตภัณฑ์ กับต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจากภาพที่ 1.3 สำนักงานนโยบายและพลังงานได้แสดงค่าการกลั่นที่มีค่าแตกต่างกันไปในแต่ละเดือนจากคำนิยามของค่าการกลั่นข้างต้นพบว่าตัวแปรที่เกี่ยวข้องต่อค่าการกลั่น ได้แก่ ราคาน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น ปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น ราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น และปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น เมื่อพิจารณาตัวแปรที่เกี่ยวข้องจะสามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ ปัจจัยด้านราคาและปัจจัยด้านปริมาณ

สำหรับปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อราคาน้ำมัน เรื่องศักดิ์ ฐิติรัตน์สกุล (2552) กล่าวไว้ว่า

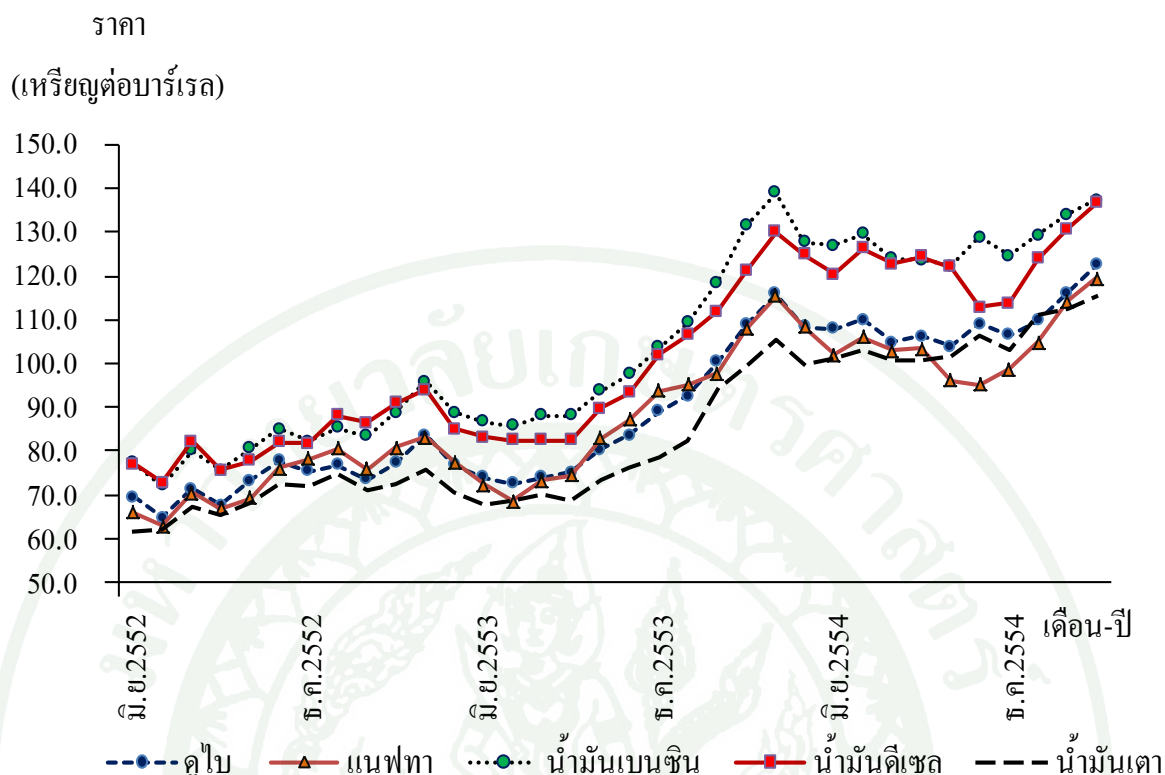
...ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อราคาน้ำมันดิบแบ่งได้เป็น 2 ปัจจัย คือ ปัจจัยชั่วคราว เช่น การเก็งกำไรของนักลงทุน วิกฤตการเงิน ภาวะสงคราม และปัจจัยโครงสร้างพื้นฐาน ได้แก่ กำลังการกลั่นที่จำกัด กำลังการผลิตสำรองที่จำกัด ค่าใช้จ่ายในการเก็บสต็อก อุปทานและอุปสงค์ ค่าวางท่อจากแหล่งผลิตถึงแหล่งจำหน่าย ค่าขุดเจาะน้ำมันดิบ. . .



ภาพที่ 1.3 ค่าการกลั่นเฉลี่ยของโรงกลั่นในประเทศไทยปี 2552

ที่มา: สำนักงานนโยบายและพลังงาน (2555)

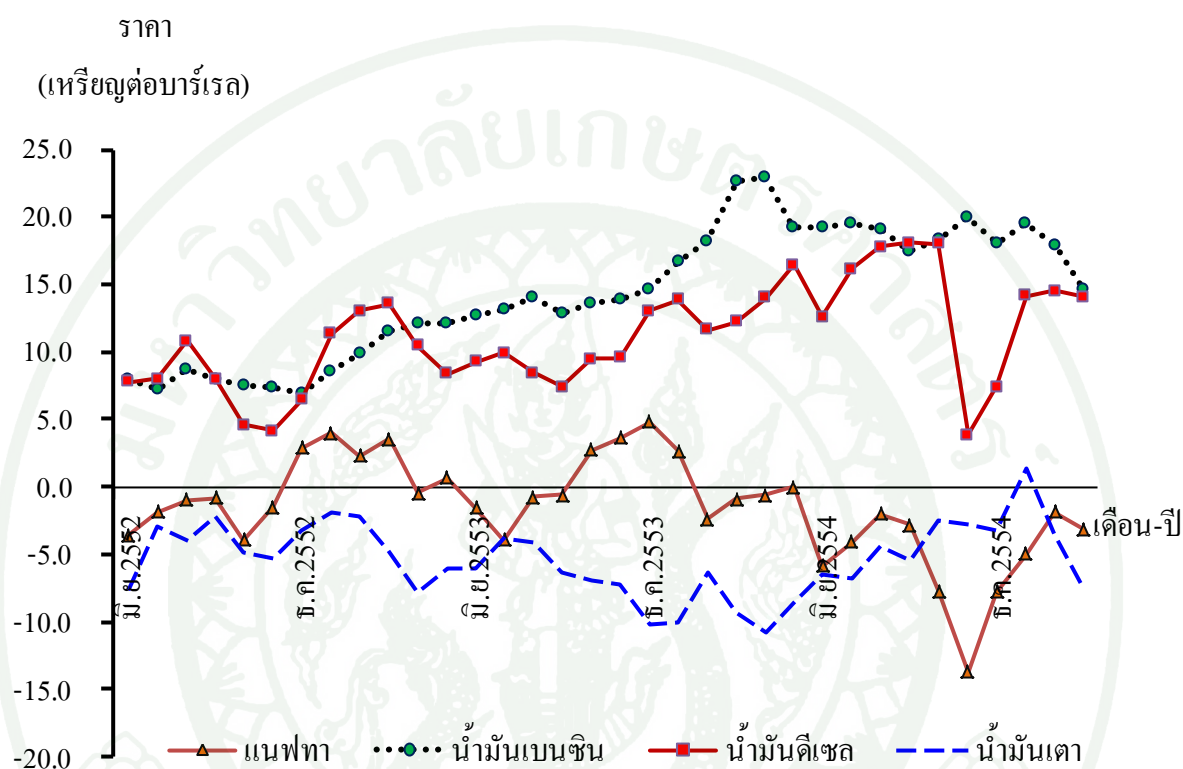
จากปัจจัยที่มีผลกระทบต่อราคาน้ำมันดิบดังกล่าวทำให้ราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนดังที่แสดงในภาพที่ 1.4 การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบดูไบ ส่งผลให้ราคาของผลิตภัณฑ์ เช่น ราคาน้ำมันเบนซิน ราคาน้ำมันดีเซล และราคาน้ำมันเตา ปรับตัวขึ้นลงตามราคาน้ำมันดิบดูไบ ความแตกต่างของราคาน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ซึ่งเรียกว่าส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ ตามที่แสดงในภาพที่ 1.5 เมื่อนำราคาผลิตภัณฑ์ลบด้วยราคาน้ำมันดิบ ถ้าราคาผลิตภัณฑ์สูงกว่าราคาน้ำมันดิบจะทำให้ Product Spread มีค่าเป็นบวก ซึ่งถ้ามีค่ามากก็จะทำให้ค่าการกลั่นมีค่าสูงตามไปด้วย ดังนั้นผลต่างของราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันดิบดูไบ เป็นปัจจัยด้านราคาที่แปรผันตรงกับค่าการกลั่น ซึ่งโรงกลั่นน้ำมันไม่สามารถควบคุมปัจจัยด้านราคาได้ ส่วนปัจจัยด้านปริมาณของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นนั้น โรงกลั่นสามารถควบคุมปัจจัยการผลิตทั้งด้านปริมาณและคุณภาพได้ โดยเลือกที่จะกลั่นน้ำมันดิบที่มีความเหมาะสมกับประเภทของโรงกลั่นและเลือกชนิดของน้ำมันดิบให้สอดคล้องกับผลิตภัณฑ์ที่ต้องการได้



ภาพที่ 1.4 ราคาน้ำมันดิบดูไบและราคาผลิตภัณฑ์เดือนมิถุนายน 2552 ถึง เดือนมีนาคม 2555
ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน (2555)

โดยปกติโรงกลั่นน้ำมันจะเลือกใช้หลักทางคณิตศาสตร์ในการคำนวณหาจุดที่เหมาะสม ในการผลิต ซึ่งข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณนั้นส่วนมากเป็นข้อมูลที่เกิดจากการคาดการณ์ เช่น ข้อมูลราคาน้ำมันดิบที่จะใช้กลั่น ราคาผลิตภัณฑ์ที่คาดว่าจะขายได้ หรือข้อมูลสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่คาดว่าจะกลั่นได้ (Yield Assay) ข้อมูลเหล่านี้ มักจะแตกต่างกับข้อมูลที่เกิดขึ้นจริง การศึกษาครั้งนี้จึงได้เสนอแนวทางการศึกษาด้วยหลักทางสถิติ ซึ่งมีความแตกต่างจากวิธีการเลือกปัจจัยการผลิตด้วยการหาจุดที่เหมาะสม 2 ด้านคือ ด้านข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาเป็นข้อมูลจริงที่เกิดขึ้นทั้งข้อมูลราคาน้ำมันดิบ ราคาผลิตภัณฑ์ หรือข้อมูลสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น และด้านวิธีการศึกษา ซึ่งการศึกษานี้ได้ประยุกต์ใช้หลักทางสถิติในการคำนวณค่าการกลั่นและหลักทางเศรษฐมิติ ด้วยวิธี Seemingly Unrelated Regression (SUR) ในการประมาณค่าสัมประสิทธิ์ (Coefficient) ของฟังก์ชันการผลิต นอกจากนั้นยังใช้หลักเศรษฐศาสตร์ในการศึกษาอัตราทดแทนหน่วยสุดท้ายทางเทคนิค (Marginal rate of technical substitution, MRTS) ของปัจจัยการผลิต โรงกลั่นน้ำมันสามารถนำผลการศึกษาไปประยุกต์ใช้ในการปรับปรุงกระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ เพื่อให้มีค่าการกลั่นที่ดีขึ้น และค่าการกลั่นที่คำนวณได้ ยังสามารถนำมาคำนวณกำไรขั้นต้นของแต่ละโรงกลั่นได้ ซึ่งจะบอกได้ว่า

โรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งมีกำไรขั้นต้นคิดเป็นกิโลเปอร์เซ็นต์ และการศึกษาอัตราทดแทนหน่วยสุดท้ายของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นซึ่งจะแสดงให้เห็นว่าโรงกลั่นน้ำมันสามารถเพิ่มปัจจัยการผลิตใดและลดปัจจัยการผลิตชนิดใดโดยที่ระดับผลผลิตยังคงเท่าเดิม



ภาพที่ 1.5 ผลต่างของราคาผลิตภัณฑ์กับราคาน้ำมันดิบดูไบเดือนมิถุนายน 2552 ถึง

เดือนมีนาคม 2555

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน (2555)

วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาและเปรียบเทียบค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่น ตลอดจนวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อค่าการกลั่น
2. เพื่อศึกษาอัตราทดแทนหน่วยสุดท้ายทางเทคนิค (Marginal rate of technical substitute, MRTS) ของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจาก ค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR

ขอบเขตของการศึกษา

1. โรงกลั่นน้ำมันที่ทำการศึกษได้แก่ โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC) โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ (ESSO) โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง (SPRC) โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) โรงกลั่นน้ำมันบางจาก (BCP) และโรงกลั่นระยองเพิควิฟายเออร์ (RPC)

2. ข้อมูลปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น ชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นและผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นเป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) รวบรวมจากกระทรวงพลังงาน ซึ่งเป็นข้อมูลรายเดือนและช่วงเวลาในการศึกษาอยู่ในช่วงปี 2550 – 2554 ซึ่งมีหน่วยเป็นลิตร ในการคำนวณราคาน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ต้องแปลงหน่วยให้เป็นบาร์เรลทั้งหมด โดยที่ 1 บาร์เรล เท่ากับ 158.9873 ลิตร

3. การศึกษาครั้งนี้แบ่งกลุ่มผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นจัดเป็น 6 กลุ่ม ได้แก่ แก๊สแอลพีจี (LPG) แนฟทา (Naphtha) น้ำมันเบนซินหรือแก๊สโซลีน (Benzine or Gasoline) น้ำมันเจตและเคโรซีน (Jet and Kerosene) น้ำมันดีเซลหรือแก๊ซออยล์ (Diesel or Gasoil) และน้ำมันเตา (Fuel oil)

4. ราคาของน้ำมันดิบของแต่ละโรงกลั่นที่ใช้ในการกลั่นเป็นราคาที่รวมค่าขนส่งและค่าประกันสินค้า และราคาของผลิตภัณฑ์ที่ใช้ในการคำนวณค่าการกลั่นเป็นราคาตลาด (Market price) เป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) รวบรวมจากกระทรวงพลังงานซึ่งเป็นข้อมูลรายเดือนและช่วงเวลาในการศึกษาอยู่ในช่วงปี 2550 – 2554 ซึ่งมีหน่วยเป็นบาทต่อลิตร ต้องแปลงหน่วยราคาน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ให้เป็นเหรียญต่อบาร์เรลทั้งหมด โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยขายเป็นรายเดือนจากธนาคารแห่งประเทศไทย

ประโยชน์ที่ได้รับ

1. การศึกษาค่าการกลั่นจะทำให้ทราบปัจจัยที่มีผลต่อค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นและนำปัจจัยที่มีผลต่อค่าการกลั่นไปประยุกต์ใช้เพื่อให้โรงกลั่นน้ำมันมีค่าการกลั่นที่สูงขึ้น

2. ข้อมูลจากแบบจำลอง SUR จะช่วยให้ทราบว่าน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจากแต่ละแหล่งมีความสัมพันธ์กับผลิตภัณฑ์ชนิดใดและมีสัดส่วนเป็นเท่าใด

3. ช่วยให้โรงกลั่นน้ำมันประยุกต์ข้อมูลที่ได้จากการศึกษาอัตราทดแทนทางเทคนิค หน่วยสุดท้ายของปัจจัยการผลิต ในการปรับเพิ่มและลดปัจจัยการผลิตเพื่อใช้ทดแทนกันโดยที่ ผลผลิตยังคงเท่าเดิม

นิยามศัพท์

ค่าการกลั่น (Gross refinery margin, GRM) คือ ผลต่างของผลรวมมูลค่าผลิตภัณฑ์ (Product spread) กับราคาน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นซึ่งรวมค่าขนส่ง

บาร์เรล (Barrel, BBL) เป็นหน่วยวัดปริมาตรอย่างหนึ่ง หน่วยบาร์เรลมาตรฐานของน้ำมัน มีค่าเท่ากับ 42 แกลลอนอเมริกา หรือ 34.9723 แกลลอนอังกฤษ หรือ 158.9873 ลิตร

Hydroskimming refinery คือ โรงกลั่นน้ำมันที่ประกอบด้วยหน่วยกลั่นบรรยากาศ หน่วยกลั่นสุญญากาศ และหน่วย Reforming ซึ่งทำหน้าที่เปลี่ยนน้ำมันที่มีค่าออกเทนต่ำไปเป็นน้ำมันที่มีค่าออกเทนสูง โดยการเปลี่ยนโครงสร้างโมเลกุลของสารไฮโดรคาร์บอน

Cracking refinery หรือ Complex refinery คือ โรงกลั่นน้ำมันที่มีกระบวนการที่ทำให้โมเลกุลขนาดใหญ่ของสารไฮโดรคาร์บอนชนิดหนักแตกตัวเป็นโมเลกุลที่เล็กลงซึ่งมีมูลค่าสูงขึ้น ถ้าทำให้โมเลกุลแตกตัวด้วยความร้อน เรียกว่า Thermal cracking ถ้าแตกตัวโดยใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา เรียกว่า Catalytic

คอนเดนเสท เรซิดิว (Condensate residue) คือ โรงกลั่นน้ำมันกลั่นที่ทำการกลั่นก๊าซธรรมชาติเหลว (Natural gas condensates) ซึ่งประกอบด้วยหน่วยกลั่นและหน่วยปรับปรุงคุณภาพผลิตภัณฑ์เท่านั้น ไม่มีหน่วย Cracking

ก๊าซแอลพีจี (LPG มาจากคำว่า Liquefied petroleum gas) คือ ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ ก๊าซหุงต้ม เป็นก๊าซโพรเพน (C_3H_8) ผสมกับก๊าซบิวเทน (C_4H_{10}) โดยนำมาอัดให้เป็นของเหลวใส่ง่าย เพื่อความสะดวกในการขนส่ง ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการหุงต้ม ในยานยนต์ หรือในโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ

แนฟทา (Naphtha) เป็นน้ำมันส่วนเบา อยู่ระหว่างเบนซินและเคโรซีนใช้เป็นน้ำมันเบนซินที่ใช้กับเครื่องยนต์ หรือใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี

น้ำมันเบนซินหรือก๊าซโซลีน (Benzine or Gasoline) เป็นของผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนตั้งแต่ 4 -11 อะตอม มีช่วงจุดเดือดอยู่ระหว่าง 30-200°C ใช้เป็นน้ำมันเบนซินที่ใช้กับเครื่องยนต์และใช้เป็นน้ำมันเครื่องบินบางชนิด (Aviation gasoline)

น้ำมันเจต (Jet oil) เป็นของผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจุดเดือดสูงกว่า น้ำมันเบนซิน ใช้เป็นน้ำมันเครื่องบิน

เคโรซีน (Kerosene) เป็นของผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีจุดเดือดสูงกว่าน้ำมันเบนซิน โดยเคโรซีนใช้ในการผลิตน้ำมันก๊าดสำหรับให้แสงสว่างและความร้อน

น้ำมันดีเซลหรือก๊าซออยล์ (Diesel or Gasoil) เป็นของผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนโดยที่มีจุดเดือดอยู่ระหว่าง 150-360°C แบ่งเป็น 2 ชนิด คือ ดีเซลหมุนเร็วหรือ โซล่าเหมาะสำหรับเครื่องยนต์ความเร็วรอบสูงกว่า 1,000 รอบ/นาที และดีเซลหมุนช้าหรือ จีโล้เหมาะสำหรับเครื่องยนต์ที่ใช้ในการขับเคลื่อนเรือเดินทะเลและการผลิตไฟฟ้า

น้ำมันเตา (Fuel oil) เป็นน้ำมันส่วนหนักของหอกลั่น ที่มีจุดเดือดสูงกว่าน้ำมันส่วนอื่นๆ ใช้ประโยชน์มากในงานอุตสาหกรรม การคมนาคมขนส่ง และการผลิตกระแสไฟฟ้า

บทที่ 2

โครงร่างทางทฤษฎี

ทฤษฎีและแนวคิดที่เกี่ยวข้อง

การศึกษาทฤษฎีและแนวคิดที่เกี่ยวข้องกับการศึกษา 3 ด้าน ได้แก่ ด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านปีโตรเลียม และด้านเศรษฐมิติ ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1. ด้านเศรษฐศาสตร์

ศึกษาทฤษฎีการผลิต ต้นทุนการผลิต รายรับและกำไร และทฤษฎีการผลิตว่าด้วยเส้นผลผลิตเท่ากัน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

1.1 ทฤษฎีการผลิต (The Production theory)

การผลิต (Production) คือ การสร้างอรรถประโยชน์ให้กับผู้ผลิตและผู้บริโภค โดยแปรรูปปัจจัยการผลิต ตั้งแต่ 2 ชนิดขึ้นไป ให้เป็นผลผลิตหรือสินค้าและบริการ ที่มีมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยจะพิจารณาในด้านฟังก์ชันการผลิตและปัจจัยการผลิต ดังนี้

1.1.1 ฟังก์ชันการผลิต (Production function) แสดงจำนวนผลผลิตรวมสูงสุดที่อาจทำการผลิตได้ด้วยการใช้ปัจจัยการผลิตจำนวนหนึ่ง

$$q = f(a,b,c,d,\dots,z) \quad (2.1)$$

โดย q คือ จำนวนผลผลิตรวม และ $a,b,c,d,\dots,z$ คือ ปัจจัยการผลิต

ศุภชาติ สุขารมณ์ (2555) อธิบาย รูปแบบของความสัมพันธ์ในเชิงเทคนิค เรียกว่า Production function ซึ่งจะมีลักษณะดังนี้

1) Leontief production function

Leontief production function คือ ฟังก์ชันการผลิตที่มีการกำหนดให้สัดส่วนการใช้สินค้าขั้นกลางทั้งหมดกับปัจจัยการผลิตขั้นต้น (Primary factors) มีค่าคงที่ในขณะเดียวกัน สมมติให้ไม่มีการทดแทนกันระหว่างสินค้าขั้นกลางที่ใช้ในการผลิต

$$q = f(z) = \min\{\alpha_1 z_1, \dots, \alpha_m z_m\} \quad (2.2)$$

$$q = f(z) = \min\left\{\frac{z_1}{a_1}, \dots, \frac{z_m}{a_m}\right\} \quad (2.3)$$

โดย q คือ ปริมาณผลผลิตรวม

z คือ ปริมาณของปัจจัยการผลิต

a คือ ระดับของเทคโนโลยี

สมการที่ 2.3 อธิบายฟังก์ชันการผลิตโดยการใช้ปริมาณของปัจจัยการผลิตให้ มีค่าน้อยที่สุดเพื่อให้ได้ผลผลิตคงที่

2) Cobb-Douglas production function

Cobb-Douglas production function คือ ฟังก์ชันการผลิตที่แสดงปัจจัยด้านเทคโนโลยีและปัจจัยการผลิตที่มีต่อระดับผลผลิต

$$Q = A_0 X_1^{\alpha_1} X_2^{\alpha_2} X_3^{\alpha_3} \dots X_n^{\alpha_n} \quad (2.4)$$

โดย Q คือ ปริมาณผลผลิตรวม

X คือ ปัจจัยการผลิตชนิดที่ 1 ถึง n

α คือ สัดส่วนการใช้ปัจจัยการผลิต

A_0 คือ ระดับ Technology เป็นค่าคงที่

สมการที่ 2.4 สามารถเขียนได้เป็นดังนี้

$$\ln Q = \ln A_0 + \alpha_1 \ln X_1 + \alpha_2 \ln X_2 + \alpha_3 \ln X_3 + \dots + \alpha_n \ln X_n + \varepsilon \quad (2.5)$$

$$\varepsilon = Q - \hat{Q} \quad ; \quad \hat{Q} \text{ ได้จากค่าประมาณ}$$

1.1.2 ปัจจัยการผลิต วันรักษ์ มิ่งมณีนาคน (2553) ได้กล่าวว่าปัจจัยการผลิตประกอบด้วย 2 ปัจจัย อธิบายได้ดังนี้

1) ปัจจัยคงที่ (Fixed factors, FF) คือปัจจัยการผลิตที่ไม่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณการผลิตในช่วงเวลาของการวิเคราะห์ ปัจจัยการผลิตเหล่านี้ยังมีอยู่ไม่ว่าจะมีการผลิตหรือหยุดผลิตชั่วคราวและไม่ว่าจะผลิตมากหรือน้อย

2) ปัจจัยผันแปร (Variable factors, VF) คือ ปัจจัยการผลิตที่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณการผลิต กล่าวคือ หากมีการผลิตในปริมาณมาก จะใช้ปัจจัยการผลิตผันแปรในปริมาณมาก ในทางตรงกันข้าม หากมีการผลิตน้อย จะใช้ปริมาณปัจจัยการผลิตผันแปรน้อย

นอกจากนั้นยังสามารถแบ่งการผลิตยังแบ่งออกได้เป็นการผลิตในระยะสั้นและการผลิตในระยะยาวโดยมีความหมายดังนี้

1) การผลิตในระยะสั้น (Short-run production) หมายถึง ช่วงเวลาของการผลิตที่หน่วยผลิตไม่สามารถเปลี่ยนแปลงปริมาณปัจจัยการผลิตบางอย่าง เป็นช่วงเวลาที่มิปัจจัยการผลิตผันแปรทำงานร่วมกับปัจจัยการผลิตคงที่

2) การผลิตในระยะยาว (Long-run production) หมายถึง ช่วงเวลาการผลิตที่ผู้ผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงปริมาณปัจจัยการผลิตทุกอย่างได้ตามต้องการ กล่าวอีกนัยหนึ่งเป็นการเปลี่ยนแปลงขนาดของโรงงานหรือกิจการ (Scale of plant) การผลิตในระยะยาวจึงมีแต่ปัจจัยการผลิตผันแปรอย่างเดียว ไม่มีปัจจัยการผลิตคงที่ที่อยู่เลย ปัจจัยการผลิตคงที่จะกลายเป็นปัจจัยการผลิตผันแปรไปทันทีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงขนาดของโรงงาน เมื่อเปลี่ยนแปลงปริมาณปัจจัยการผลิตคงที่แล้ว หน่วยผลิตจะอยู่ในการผลิตระยะสั้นอีกครั้ง การผลิตระยะยาวจึงครอบคลุมการผลิตในระยะสั้นตั้งแต่สองครั้งขึ้นไป

การแบ่งการผลิตเป็นระยะสั้นระยะยาว ไม่ได้ยึดระยะเวลา แต่พิจารณาจากการเปลี่ยนแปลงปริมาณหรือขนาดของปัจจัยการผลิตคงที่ หรือการเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิตคงที่ให้เป็นปัจจัยการผลิตผันแปร ซึ่งหน่วยผลิตแต่ละรายและการผลิตสินค้าแต่ละอย่างย่อมใช้เวลาไม่น้อยแตกต่างกันในการเปลี่ยนปริมาณปัจจัยการผลิตคงที่

1.2 ต้นทุนการผลิต (Cost of production)

การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตแบ่งได้เป็นต้นทุนการผลิตในระยะสั้น (The short-run cost analysis) และต้นทุนการผลิตในระยะยาว (The Long-run cost analysis)

1.2.1 ต้นทุนการผลิตในระยะสั้น ประกอบด้วยต้นทุนคงที่และต้นทุนผันแปร ซึ่งแต่ละประเภทแยกย่อยได้ดังนี้

1) ต้นทุนรวม (Total cost, TC) หมายถึง ต้นทุนที่ประกอบด้วยต้นทุนคงที่รวมและต้นทุนผันแปรรวม เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$TC = TFC + TVC \quad (2.6)$$

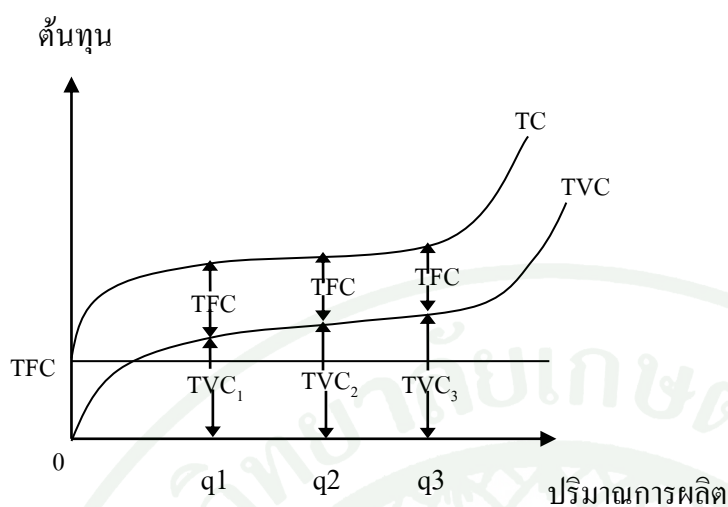
โดยที่ TC คือ ต้นทุนรวม

TFC คือ ต้นทุนคงที่รวม

TVC คือ ต้นทุนผันแปรรวม

2) ต้นทุนคงที่รวม (Total fixed cost, TFC) หมายถึง ต้นทุนที่ต้องจ่ายโดยไม่เปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิต ผู้ผลิตจะต้องเสียค่าใช้จ่ายส่วนนี้ไม่ว่าจะผลิตในปริมาณเท่าใด หรือหยุดผลิตเป็นการชั่วคราวก็ตาม โดยทั่วไปปัจจัยการผลิตคงที่ได้แก่ ที่ดิน สิ่งปลูกสร้างโรงงาน เครื่องจักร ดังนั้นต้นทุนคงที่โดยมากจึงได้แก่ ค่าเช่าที่ดิน ค่าก่อสร้างอาคารโรงงาน ค่าเครื่องจักร

3) ต้นทุนผันแปรรวม (Total variable cost, TVC) หมายถึง ต้นทุนที่เปลี่ยนแปลงตามปริมาณผลผลิต ตัวอย่างต้นทุนผันแปรได้แก่ ค่าจ้างคนงานในโรงงาน ค่าวัตถุดิบและวัสดุสิ้นเปลือง ค่าสาธารณูปโภค



ภาพที่ 2.1 เส้นต้นทุนรวม TFC TVC และ TC

ที่มา: วันรักษ์ มิ่งมณีนาคนิ (2553: 143)

4) ต้นทุนรวมเฉลี่ย (Average total cost, ATC หรือ AC) คำนวณจากต้นทุนรวมหารด้วยปริมาณผลผลิต เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$ATC = TC/q = AFC + AVC \quad (2.7)$$

5) ต้นทุนคงที่เฉลี่ย (Average fixed cost, AFC) คำนวณจากต้นทุนคงที่รวมหารด้วย จำนวนสินค้าที่ผลิต ต้นทุนคงที่เฉลี่ยจะมีค่าลดลงตามลำดับ เมื่อมีจำนวนผลผลิตเพิ่มขึ้น

$$AFC = TFC/q \quad (2.8)$$

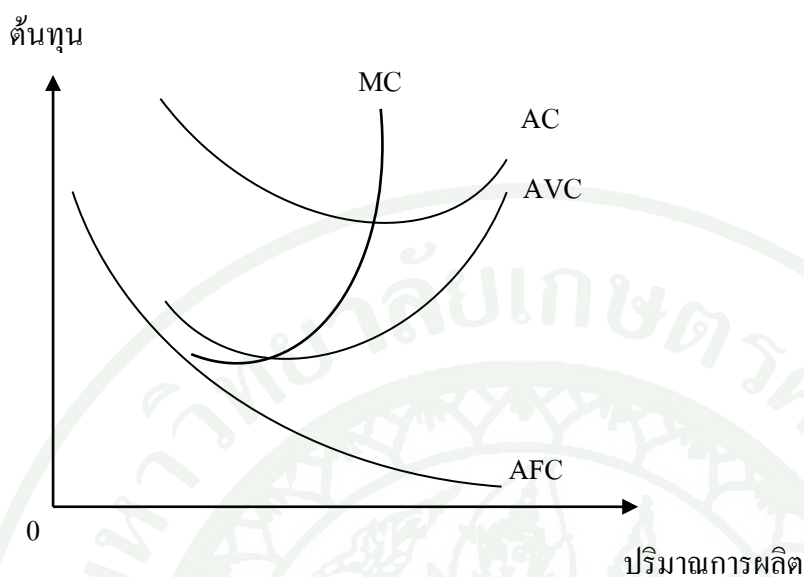
q คือ ปริมาณผลผลิต

6) ต้นทุนผันแปรเฉลี่ย (Average variable cost, AVC) คำนวณจากต้นทุนผันแปรรวมหารด้วยจำนวนผลผลิต

$$AVC = TVC/q \quad (2.9)$$

7) ต้นทุนส่วนเพิ่มหรือต้นทุนเพิ่ม (Marginal cost, MC) คือ ต้นทุนรวมที่เพิ่มขึ้น (หรือลดลง) อันเนื่องมาจากปริมาณผลผลิตที่เพิ่มขึ้น (หรือลดลง) จากเดิม 1 หน่วย

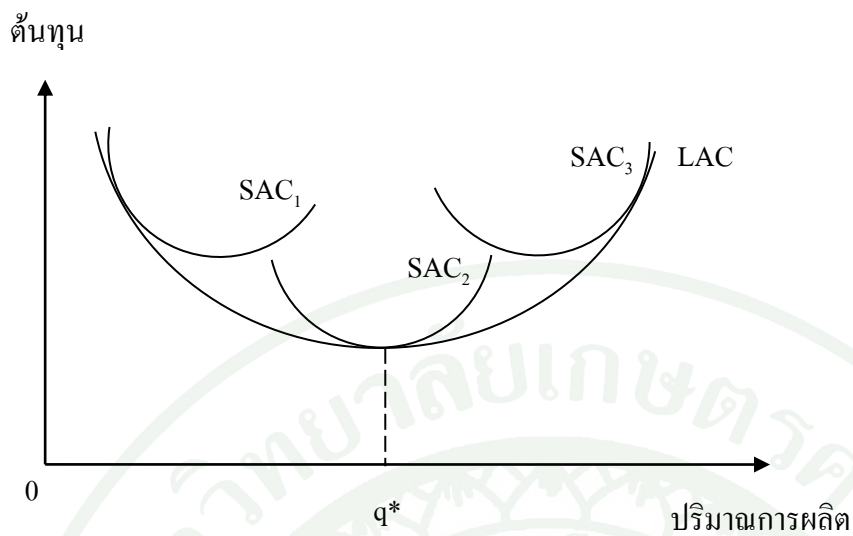
$$MC = \Delta TC / \Delta q \quad (2.10)$$



ภาพที่ 2.2 เส้นต้นทุนเฉลี่ยและเส้นต้นทุนส่วนเพิ่ม
ที่มา: วันรักษ์ มิ่งมณีนากิน (2553: 147)

1.2.2 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตในระยะยาว (The Long-run cost analysis) ในระยะยาวผู้ผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงขนาดของหน่วยผลิต (Scale of plant) ให้เหมาะสมกับปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นโดยขยายปัจจัยการผลิตทุกอย่าง ดังนั้นในระยะยาวจึงถือว่าปัจจัยการผลิตทุกอย่างเป็นปัจจัยผันแปร และต้นทุนระยะยาวก็มีแต่ต้นทุนผันแปรเท่านั้น ซึ่งแบ่งได้ดังนี้

1) ต้นทุนเฉลี่ยในระยะยาว (Long-run average cost, LAC) ในระยะยาวผู้ผลิตสามารถปรับปรุงขนาดของการผลิตให้เหมาะสมกับระดับการผลิตได้ ผู้ผลิตจึงสามารถเลือกขนาดของหน่วยการผลิตที่เสียต้นทุนเฉลี่ยต่ำสุดได้ จากภาพที่ 2.3 โรงงานมีขนาดการผลิต 3 ขนาดแต่ละขนาดก็เหมาะสมสำหรับการผลิตระดับต่าง ๆ โรงงานทั้ง 3 มีเส้นต้นทุนเฉลี่ยระยะสั้น (Short-run average cost, SAC) คือ SAC_1 , SAC_2 และ SAC_3 ตามลำดับ ซึ่งจะเลือกใช้โรงงานที่มีขนาดการผลิตให้สอดคล้องกับเป้าหมายการผลิตได้ เส้นต้นทุนเฉลี่ยระยะยาว (LAC) คือเส้นที่สัมผัสกับส่วนใดส่วนหนึ่งของเส้น SAC ทั้งหมด แต่จะมีเส้น SAC เพียงเส้นหนึ่งเท่านั้นที่มีค่าต่ำสุด นั่นคือจะมีขนาดของหน่วยผลิตในระยะสั้นอยู่เพียงขนาดที่เหมาะสมที่สุด (Optimum scale of plant) หน่วยผลิตที่มีจุดต่ำสุดของเส้น SAC จะสัมผัสกับจุดต่ำสุดของเส้น LAC

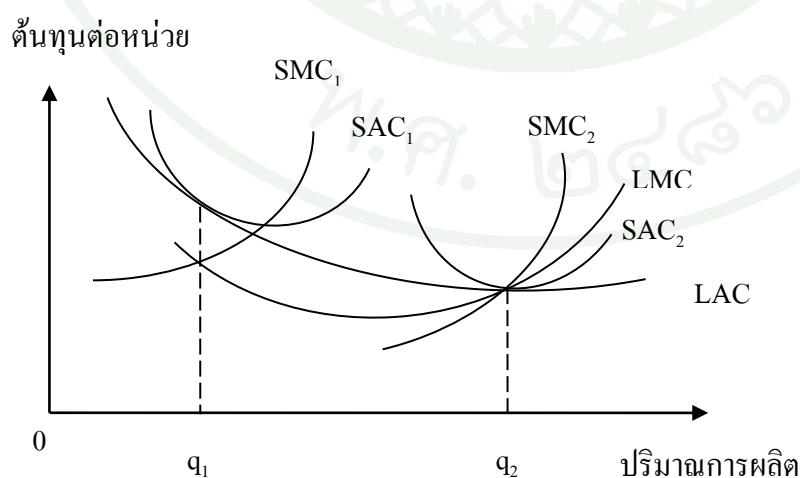


ภาพที่ 2.3 เส้นต้นทุนระยะยาว

ที่มา: วันรักษ์ มิ่งมณีนาคิน (2553: 149)

2) ต้นทุนส่วนเพิ่มในระยะยาว (Long-run marginal cost, LMC) ต้นทุนส่วนเพิ่มในระยะยาวคำนวณจากต้นทุนรวมระยะยาว จากภาพที่ 2.4 หากเป้าหมายการผลิตอยู่ q_1 โรงงานที่เหมาะสมที่สุดก็คือ โรงงานที่มีต้นทุนการผลิต SAC_1 โดยมี SMC_1 ตัดที่จุดต่ำสุดของเส้นนี้ระดับการผลิตที่เหมาะสมที่สุดในระยะยาวตามภาพที่ 2.4 คือ q_2 ซึ่งเกิดจากขนาดของหน่วยผลิตที่มีต้นทุน SAC_2 และ SMC_2 ดังนั้น ณ จุดที่ต้นทุนเฉลี่ยระยะยาวมีค่าต่ำสุด ต้นทุนระยะสั้นและระยะยาวมีค่าเท่ากัน นั่นคือ

$$SAC_2 = LAC = SMC_2 = LMC \quad (2.11)$$



ภาพที่ 2.4 จุดการผลิตที่เหมาะสมในระยะยาว

ที่มา: วันรักษ์ มิ่งมณีนาคิน (2553: 150)

1.3 รายรับและกำไร (Revenue and Profit)

รายรับจากการผลิต คือ รายได้ที่ผู้ผลิตได้รับจากการขายผลผลิต รายรับจากการผลิตแบ่งได้เป็น 3 ชนิด คือ รายรับรวม (Total revenue, TR) รายรับเฉลี่ย (Average revenue, AR) และรายรับส่วนเพิ่ม (Marginal revenue, MR)

1.3.1 รายรับรวม (Total revenue, TR) คำนวณจากราคาต่อหน่วยคูณด้วยปริมาณขาย

$$TR = p \times q \quad (2.12)$$

กำหนดให้ p คือ ราคาของสินค้าต่อหน่วย

q คือ ปริมาณสินค้าที่ขาย

1.3.2 รายรับเฉลี่ย (Average revenue, AR) แสดงเป็นฟังก์ชันอุปสงค์ของผลผลิตดังนี้

$$q = f(p) \quad (2.13)$$

กำหนดให้ p คือ ราคาของสินค้าต่อหน่วย q ปริมาณการผลิตใดๆ

การหารายรับเฉลี่ยต่อหน่วย จากรายรับรวม โดยหารรายรับรวมด้วยปริมาณการขายนั้นคือ

$$AR = TR/q = p \quad (2.14)$$

1.3.3 รายรับส่วนเพิ่ม (Marginal revenue, MR) หมายถึงส่วนเปลี่ยนแปลงของรายรับรวมอันเนื่องมาจากปริมาณขายเปลี่ยนไป 1 หน่วย มีสูตรดังนี้

$$MR = \Delta TR / \Delta q \quad (2.15)$$

กำหนดให้ ΔTR คือ ส่วนเปลี่ยนแปลงของรายรับรวม

Δq คือ ส่วนเปลี่ยนแปลงของปริมาณการขาย

กำไรจากการผลิต (Profit, π) คือ ผลต่างระหว่างรายรับรวมกับต้นทุนรวม สมการของกำไรเป็นดังนี้

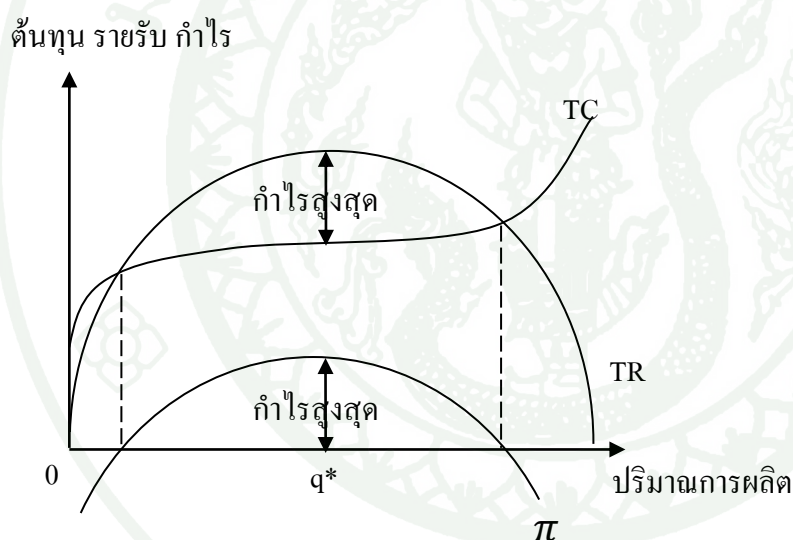
$$\pi = TR - TC \quad (2.16)$$

ในทางเศรษฐศาสตร์แบ่งกำไรเป็น 2 ลักษณะ ได้แก่

1.3.4 กำไรปกติ (Normal profit) คือ ผลตอบแทนของผู้ประกอบการโดยคิดตามต้นทุนค่าเสียโอกาสโดยมีการรวมค่าตอบแทนผู้ประกอบการตามต้นทุนค่าเสียโอกาสไว้ในต้นทุนรวม

1.3.5 กำไรแท้จริง หรือ กำไรเกินปกติ (Economic Profit or Abnormal profit) คือ กำไรที่เกิดขึ้นมาจาก รายรับหลังหักต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ทั้งหมดแล้ว

กำไร คือ เป้าหมายสำคัญของผู้ประกอบการ ดังนั้นการหากำไรสูงสุดจึงเป็นที่น่าสนใจสำหรับผู้ประกอบการ ถ้าพิจารณาจากรายรับรวมและรายจ่ายรวมในสมการกำไรจะเห็นได้ว่ากำไรจะมีค่าสูงสุดต่อเมื่อรายรับรวม (TR) และรายจ่ายรวม (TC) มีค่าต่างกันมากที่สุด



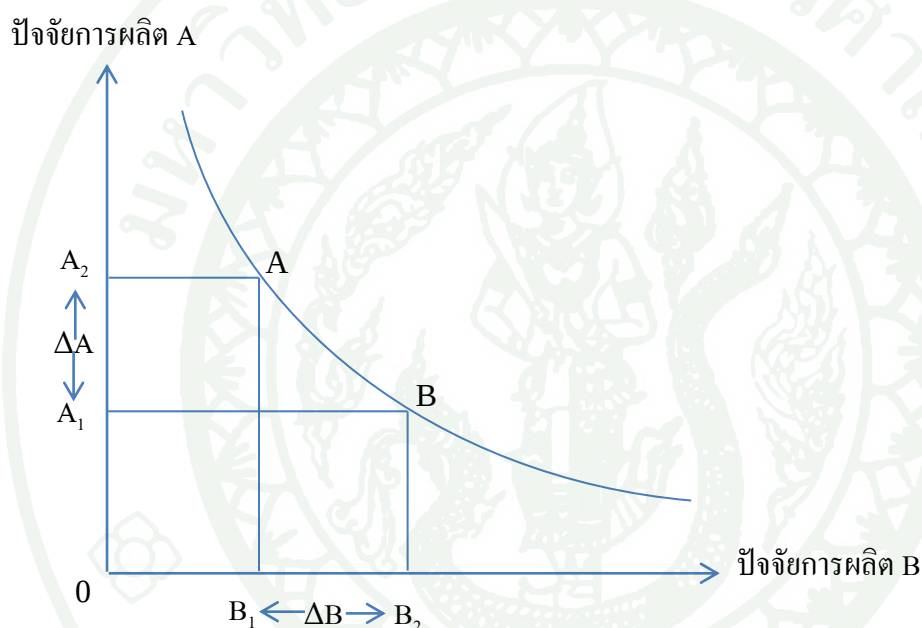
ภาพที่ 2.5 ต้นทุนรวม รายรับรวม และกำไรรวม

ที่มา: วันรักษ์ มิ่งมณีนาคิน (2553: 158)

จากภาพที่ 2.5 ระดับการผลิตที่ทำให้กำไรสูงสุดอยู่ที่ระดับการผลิต q^* ซึ่งเป็นช่วงที่ TR อยู่ห่างจาก TC มากที่สุด และยังแสดงว่าความชัน (Slope) ของ TR และ TC มีค่าเท่ากันพอดี จากความชันของ $TR = \Delta TR / \Delta q = MR$ และความชันของ $TC = \Delta TC / \Delta q = MC$ ดังนั้นกำไรสูงสุดจะอยู่ที่ระดับผลผลิตซึ่งรายรับส่วนเพิ่มเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่ม ($MR = MC$) ส่วนระดับอื่น ๆ นอกเหนือจากนี้จะทำให้กำไรน้อยกว่าทั้งสิ้น และตำแหน่งนี้เป็นดุลยภาพของผู้ผลิตอีกด้วย

1.4 ทฤษฎีการผลิตด้วยเส้นผลผลิตเท่ากัน (Isoquant)

การผลิตในระยะยาวหน่วยการผลิตจะเลือกวิธีการผลิตโดยใช้ปัจจัยการผลิตในสัดส่วนต่าง ๆ กันเพื่อให้ได้ผลผลิตมากที่สุด หรือเลือกวิธีการผลิตที่เสียต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด ซึ่งการวิเคราะห์ลักษณะดังกล่าวคือ เส้นผลผลิตเท่ากัน (Isoquant line) ซึ่งเป็นเส้นที่แสดงถึงส่วนผสมการใช้ปัจจัยการผลิตตั้งแต่ 2 ชนิด ขึ้นไป เพื่อให้ได้ผลผลิตที่เท่ากันจากส่วนผสมดังกล่าว ซึ่งทุกๆ จุดบนเส้นผลผลิตเท่ากันจะให้ผลผลิตจำนวนเดียวกัน



ภาพที่ 2.6 เส้นผลผลิตเท่ากัน

เส้นผลผลิตเท่ากันมีลักษณะโค้งเว้าเข้าหาจุดกำเนิดซึ่งอธิบายได้ด้วยกฎลดน้อยถอยลงของอัตราการทดแทนหน่วยสุดท้ายทางเทคนิคของปัจจัยการผลิต A และ B (Law of diminishing marginal rate of technical substitution of A for B : $MRTS_{AB}$) ฟังก์ชันการผลิตคือ

$$q = f(A, B)$$

$$dq = \frac{\partial f}{\partial A} \cdot dA + \frac{\partial f}{\partial B} \cdot dB$$

เนื่องจากการเคลื่อนที่ตามเส้นผลผลิตเท่ากันเป็นเพียงการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการใช้ปัจจัยการผลิตเท่านั้นแต่ผลผลิตยังคงเดิม ดังนั้น dq จึงเท่ากับ 0 ดังนั้น

$$\begin{aligned}\frac{\partial f}{\partial A} \cdot dA + \frac{\partial f}{\partial B} \cdot dB &= 0 \\ \frac{\partial f}{\partial A} \cdot dA &= -\frac{\partial f}{\partial B} \cdot dB \\ -\frac{dB}{dA} &= \frac{\partial f / \partial A}{\partial f / \partial B} \\ MRTS_{AB} &= \frac{MP_A}{MP_B}\end{aligned}$$

จากความสัมพันธ์ระหว่าง $MRTS_{AB}$ และ MP ของปัจจัยการผลิตทั้ง 2 ชนิด ซึ่งเป็นไปตามการลดน้อยถอยลงของอัตราผลตอบแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของการใช้ปัจจัยการผลิต กล่าวคือ ในขณะที่ผู้ผลิตเคลื่อนที่จากซ้ายไปขวาตามเส้นผลผลิตเท่ากัน แสดงว่ามีการใช้ปัจจัยการผลิต B ในจำนวนที่เพิ่มขึ้นจะนั่นค่า MP_B จะค่อยๆ ลดลงตามกฎว่าด้วยผลตอบแทนที่ลดน้อยถอยลง ในขณะเดียวกันก็มีการใช้ปัจจัยการผลิต A ในปริมาณที่ลดลง จึงทำให้ MP_A มีค่าสูงขึ้น จากสถานการณ์ดังกล่าวเมื่อมีการใช้ปัจจัยการผลิต B ทดแทนปัจจัยการผลิต A มากขึ้นเรื่อยๆ จึงส่งผลให้ค่า $MRTS_{AB}$ มีค่าลดลงตามลำดับ ดังนั้นจึงเป็นเหตุว่าทำไมเส้นผลผลิตเท่ากันจึงเป็นเส้นที่โค้งเว้าเข้าหาจุดต้นกำเนิดนั่นเอง

2. ด้านปิโตรเลียม

ศึกษาประเด็นที่เกี่ยวข้อง 3 ด้าน ได้แก่ โครงสร้างพื้นฐานของน้ำมันดิบ กระบวนการกลั่นน้ำมันดิบ และเศรษฐศาสตร์การกลั่นน้ำมัน

2.1 โครงสร้างพื้นฐานของน้ำมันดิบ (Base of crude oil) มี 3 ชนิด

2.1.1 น้ำมันดิบพื้นฐานแอสฟัลต์ หรือ แนพทีน (Asphalt base Crude oil or Napthene) พบมากในแถบตะวันออกกลาง อ่าวเม็กซิโก เวเนซุเอลา เมื่อนำมากลั่นจะให้ผลผลิตเป็นน้ำมันที่มีกากดิบสูงกว่าปกติ เช่น น้ำมันเตา แต่ข้อดีคือขนส่งง่าย ไม่เป็นไข สันนิษฐานว่าน้ำมันดิบประเภทนี้มักเกิดจากซากสิ่งมีชีวิตที่ทับถมกันในมหาสมุทร

2.1.2 น้ำมันดิบพื้นฐานพาราฟิน (Paraffin base crude oil) เป็นน้ำมันดิบที่มีค่า API สูง เมื่อนำมากลั่นจะได้น้ำมันกลุ่มเบนซินและผลิตภัณฑ์ระดับกลางสูง กากที่เหลือจากการกลั่นจะได้อพอกซ์แว็กซ์ (Wax) แต่ข้อเสียคือขนส่งยาก เพราะมักจะจับตัวเป็นไขเมื่ออุณหภูมิต่ำกว่า 30°C ทำให้

การสุบถ่ายเป็นไปด้วยความยาก สันนิษฐานว่าน้ำมันดิบประเภทนี้เกิดจากซากสิ่งมีชีวิตที่ทับถมกันบนบก

2.1.3 น้ำมันดิบพื้นฐานผสม (Mixed base crude oil) คือน้ำมันดิบที่มีคุณสมบัติอยู่ระหว่าง ชนิดที่ 1 และ ชนิดที่ 2 (Mixed between paraffin and asphalt) กากที่เหลือจากการกลั่นจะมีทั้ง ยางมะตอย และ ไหหรือขี้ผึ้ง สันนิษฐานว่าน้ำมันดิบประเภทนี้เกิดจากการทับถมกันของสิ่งมีชีวิตที่อาศัยอยู่บนพื้นดินที่อดีตเคยเป็นทะเลมาก่อน

การแบ่งประเภทของน้ำมันดิบจะแบ่งตามความหนาแน่น (Density) จากต่ำไปสูง (Light to heavy) และปริมาณกำมะถัน จากต่ำไปสูง (Sweet to sour) น้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นและกำมะถันต่ำ (Light sweet crude oil) จะมีราคาสูงกว่าน้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นและกำมะถันสูง (Heavy sour crude oil) ทั้งนี้ เพราะกระบวนการกลั่นและกระบวนการกำจัดสารปนเปื้อนที่มีขั้นตอนน้อยกว่า และให้ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่มีราคาสูงในปริมาณมากกว่า เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซล โดยปกติน้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นสูงและกำมะถันสูงจะขายในราคาถูกกว่า น้ำมันดิบประเภทที่มีความหนาแน่นต่ำหรือมีกำมะถันต่ำเพราะจะให้ผลิตภัณฑ์มูลค่าต่ำและต้องใช้กระบวนการผลิตเพิ่มเติมเพื่อให้ได้น้ำมันชนิดเบาที่มีมูลค่าสูง ผลที่ตามมาคือ โรงกลั่นน้ำมันพยายามที่จะกลั่นน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ ควบคู่ไปด้วย เพื่อให้ผลประโยชน์สูงสุด โดยคำนึงถึงหน่วยเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion unit) และหน่วยกำจัดสารปนเปื้อน (Treating unit) ของแต่ละโรงกลั่นราคาของสินค้าในปัจจุบันและที่คาดการณ์ในอนาคต ชนิดของผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ และราคาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น

2.2 กระบวนการกลั่นน้ำมัน (Refinery process)

กระบวนการกลั่นน้ำมัน คือกระบวนการแยกโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในน้ำมันดิบและแปรสภาพโมเลกุลดังกล่าวให้เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงกว่า โรงกลั่นน้ำมันได้รับการออกแบบให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบหลายประเภทรวมถึงวัตถุดิบอื่นๆ ให้เป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่างๆ ตามความต้องการของตลาด โดยทั่วไปแล้ว หน่วยผลิตแต่ละหน่วยภายในโรงกลั่นน้ำมันจะทำหน้าที่ได้อย่างน้อยอย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

2.2.1 กระบวนการกลั่นลำดับส่วน (Fractional distillation process) คือการกลั่นแยกน้ำมันดิบ เพื่อให้ได้น้ำมันองค์ประกอบต่างๆ

2.2.2 กระบวนการปรับปรุงคุณภาพ (Treating process) คือการกำจัดสารปนเปื้อนออกจากน้ำมันที่ได้จากการกลั่นเพื่อส่งต่อกระบวนการต่อไป

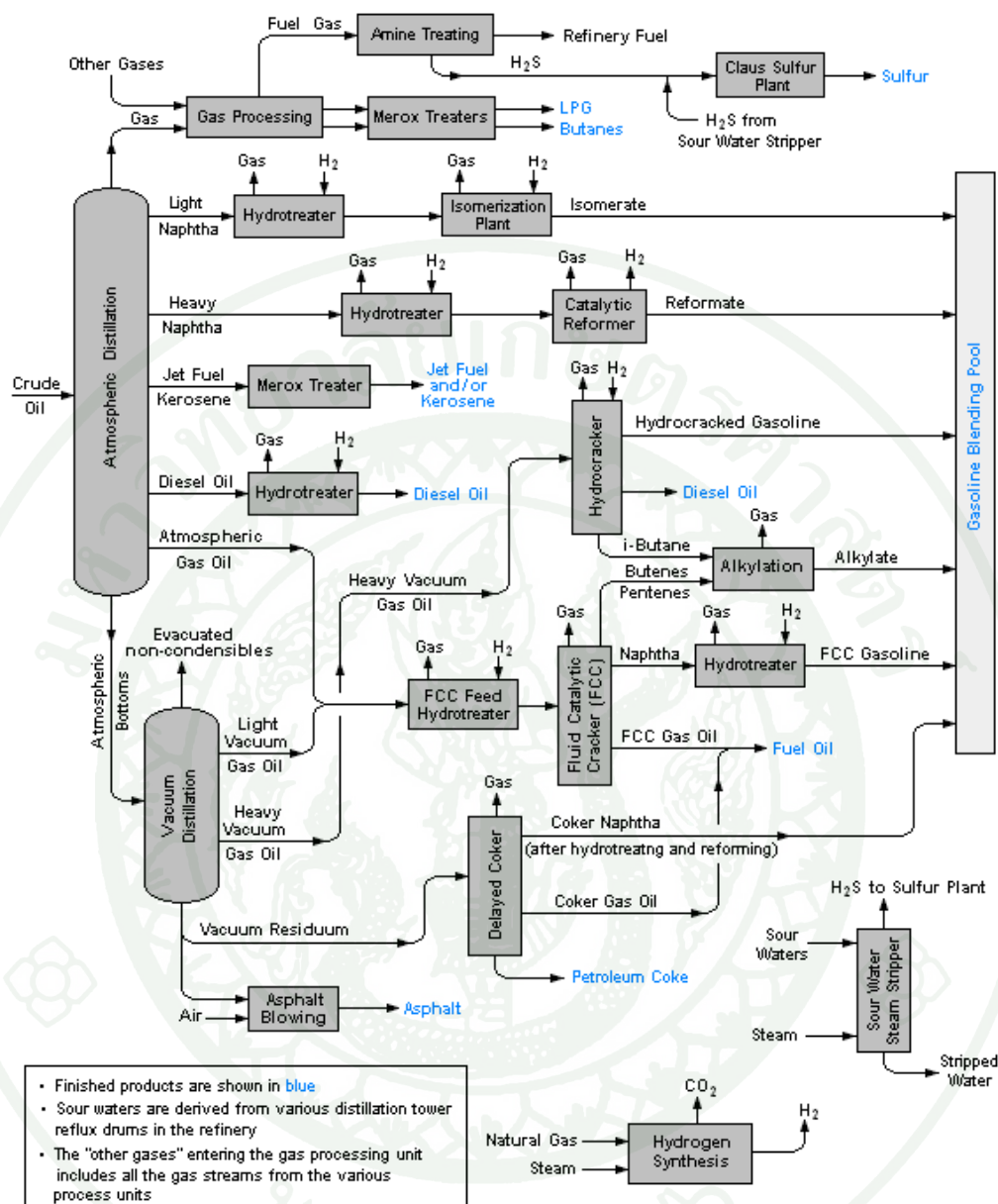
2.2.3 กระบวนการเปลี่ยนรูบน้ำมัน (Conversion process) คือการปรับเปลี่ยนโครงสร้างโมเลกุลเพื่อให้ได้น้ำมันที่มีมูลค่าที่สูงขึ้น

2.2.4 กระบวนการผสมน้ำมัน (Blending process) คือการผสมน้ำมันองค์ประกอบต่างๆ และสารเติมแต่ง (Additives) เพื่อให้ได้น้ำมันสำเร็จรูป ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่สำคัญได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน สารทำละลาย (Solvent) ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี น้ำมันเชื้อเพลิงเครื่องบิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ยางมะตอย และถ่านโค้ก

หน่วยกลั่นย่อยของโรงกลั่นน้ำมันขึ้นอยู่กับความซับซ้อน (Complexity index) โรงกลั่นน้ำมันสมัยใหม่ (Modern oil refinery) จะประกอบด้วย

- 1) Atmospheric distillation unit คือ หน่วยกลั่นบรรยากาศที่กลั่นแยกแยกน้ำมันดิบเป็นน้ำมันชนิดต่างๆ (Fractions)
- 2) Vacuum distillation Unit คือ หน่วยกลั่นต่ำกว่าความดันบรรยากาศที่กลั่นแยกน้ำมันส่วนหนัก (Residual bottoms) ที่หน่วยกลั่นบรรยากาศไม่สามารถกลั่นต่อได้
- 3) Gas processing unit คือ หน่วยกลั่นแยกเพื่อปรับปรุงคุณภาพของก๊าซ
- 4) Hydrotreating unit คือ หน่วยกำจัดกำมะถันโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจน
- 5) Isomerization unit คือ หน่วยเปลี่ยนโครงสร้างของ Naphtha เป็น Isomerate ที่มีค่าออกเทนสูงขึ้น

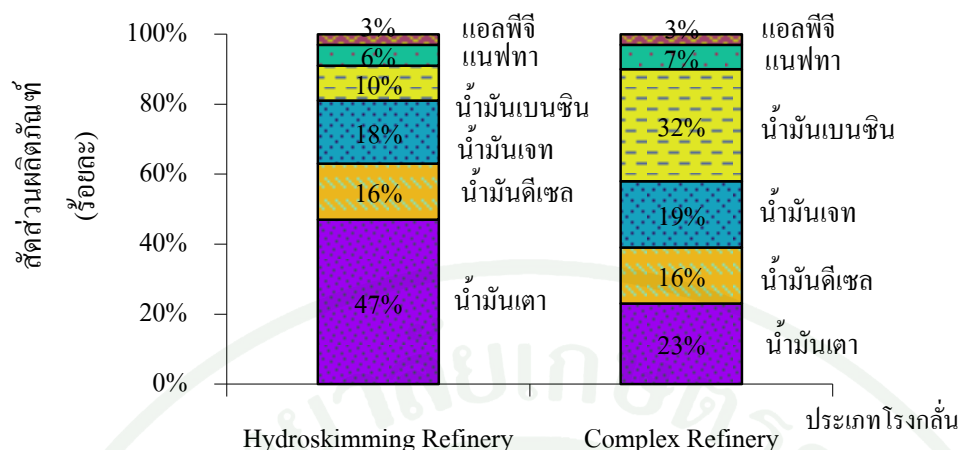
- 6) Catalytic Reformer unit คือ หน่วยที่ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) เปลี่ยนโครงสร้างของ Naphtha เป็น Reformate ที่มีค่าออกเทนสูงขึ้น
- 7) Alkylation unit คือ หน่วยผลิตองค์ประกอบน้ำมันเบนซินออกเทนสูง
- 8) Fluid catalytic Cracking unit คือ หน่วยที่ใช้ตัวเร่งปฏิกิริยาเพื่อให้น้ำมันหนักแตกสลายเป็นน้ำมันเบาที่มีมูลค่าสูงขึ้น
- 9) Hydro cracking unit คือ หน่วยที่ใช้ไฮโดรเจนแตกสลายน้ำมันหนักให้เป็นน้ำมันเบาที่มีมูลค่าสูงขึ้น
- 10) Asphalt blowing unit คือ หน่วยผลิตยางมะตอยด้วยการเป่าด้วยอากาศ
- 11) Delayed coking unit คือ หน่วยแตกสลายน้ำมันหนัก (Heavy residual oils) ให้เป็นน้ำมันเบนซินและดีเซล
- 12) Merox treating unit คือ หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนของแก๊สหุงต้ม (LPG) น้ำมันก๊าด (Kerosene) และน้ำมันเครื่องบินไอพ่น (Jet fuel) โดยเปลี่ยน Mercaptan เป็น Disulfide
- 13) Claus sulfur unit คือ หน่วยผลิตกำมะถันจากแก๊ซไฮโดรเจนซัลไฟด์
- 14) Amine treating unit คือ หน่วยกำจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์และคาร์บอนไดออกไซด์ออกจากแก๊ซโดยใช้สารพวเคมีน
- 15) Hydrogen synthesis unit คือ หน่วยผลิตไฮโดรเจน
- 16) Sour water steam stripper Unit คือ หน่วยกำจัดไฮโดรเจนซัลไฟด์ออกจากน้ำเสียจากหน่วยกลั่น



ภาพที่ 2.7 แสดง Flow Diagram ของโรงกลั่นน้ำมัน

ที่มา: Wikipedia (2012)

สัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมันจึงแตกต่างกัน ตามความซับซ้อนของโรงกลั่น จากภาพที่ 2.8 โรงกลั่นน้ำมันประเภท Hydroskimming เมื่อกลั่นน้ำมันชนิดดูไบ (Dubai) จะได้สัดส่วนน้ำมันเตาส่งถึงร้อยละ 47 และได้น้ำมันเบนซินเพียงร้อยละ 10 ในขณะที่โรงกลั่นประเภท Complex จะได้ น้ำมันเตา เพียงร้อยละ 23 และให้สัดส่วนน้ำมันเบนซินเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 32 เนื่องจากโรงกลั่นประเภท Complex มีหน่วยกลั่นที่สามารถเปลี่ยนน้ำมันเตาไปเป็นน้ำมันเบนซิน



ภาพที่ 2.8 เปรียบเทียบสัดส่วนผลิตภัณฑ์จากโรงกลั่น Hydroskimming และ Complex
ที่มา: Oil Market report (2006)

2.3 เศรษฐศาสตร์การกลั่นน้ำมัน (Economics of Refining)

เป้าหมายของผู้กลั่นน้ำมันคือ การทำให้กระบวนการกลั่นน้ำมันมีประสิทธิภาพสูงสุด และได้ผลิตภัณฑ์ที่มีผลตอบแทนดีที่สุดจากวัตถุดิบที่ใช้ โรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Simple refinery) ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปส่วนใหญ่ที่ผลิตได้จะเป็นน้ำมันชนิดหนัก (Heavy products) และมีมูลค่าต่ำ เช่น น้ำมันเตา ปริมาณผลิตภัณฑ์จะขึ้นอยู่กับชนิดน้ำมันดิบ และวัตถุดิบที่ใช้

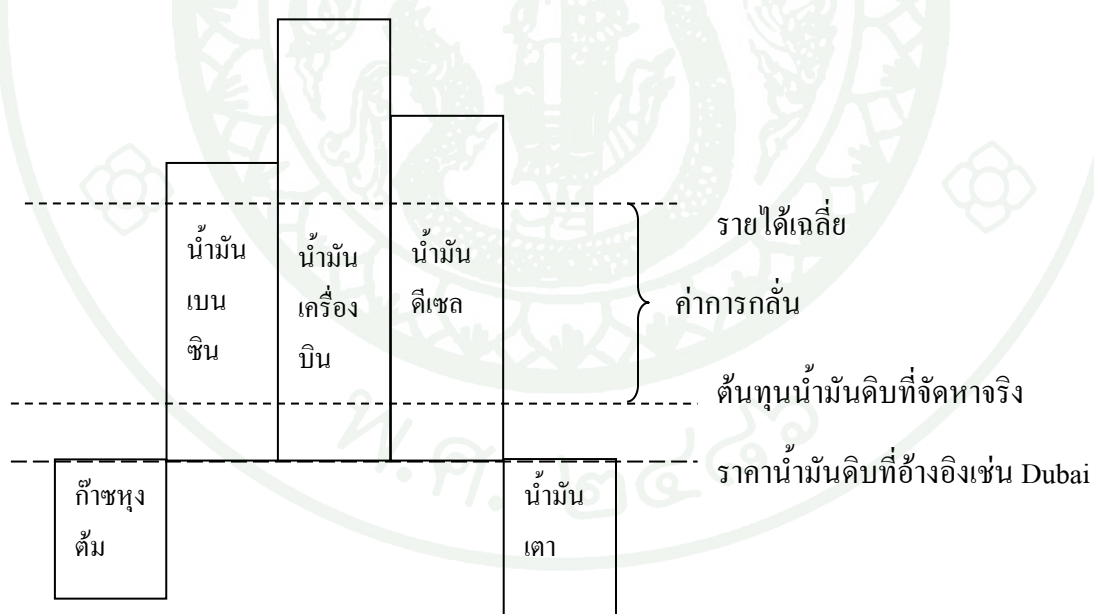
กำไรจากการกลั่นน้ำมันของโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex refining margin) ต่างจากกำไรของโรงกลั่นน้ำมันแบบพื้นฐาน (Simple refining margin) ตรงที่การกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ จะได้น้ำมันชนิดหนัก (Heavy products) เป็นสัดส่วนที่น้อยกว่าเพราะโรงกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complex refinery) จะมีหน่วยกลั่นที่สามารถแปรสภาพน้ำมันชนิดหนักที่มีมูลค่าต่ำให้เป็นน้ำมันชนิดเบา (Light products) ที่มีมูลค่าสูงกว่าได้

โรงกลั่นน้ำมันที่มีระบบที่คอมเพล็กซ์กว่าจะสามารถให้ผลตอบแทนการผลิตที่สูงกว่า เนื่องจากความสามารถในการผลิตผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูง โดยใช้น้ำมันดิบหรือวัตถุดิบอื่นที่มีต้นทุนต่ำกว่า ผลที่ตามมาคือกำไรการกลั่นแบบคอมเพล็กซ์ (Complex margin) จะสูงกว่ากำไรการกลั่นแบบพื้นฐาน โรงกลั่นน้ำมันที่มีหน่วยเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ (Upgrading unit) จะสามารถเพิ่มปริมาณน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซล น้ำมันเหล่านี้จะมีมูลค่ามากกว่าน้ำมันเตา

รายได้ของผู้ค้าน้ำมันประกอบด้วย 2 ส่วน คือ รายได้ที่ได้จากการผลิตเรียกว่า ค่าการกลั่น (Gross refinery margin, GRM) และรายได้จากการจำหน่ายน้ำมันหลังจากออกจากโรงกลั่นแล้ว คือ ค่าการตลาด (Marketing margin)

2.3.1 ค่าการกลั่น (Gross refinery margin, GRM)

ค่าการกลั่นเป็นรายได้ของผู้ผลิตหรือโรงกลั่น โดยพิจารณาจากผลต่างระหว่างราคา ณ โรงกลั่นเฉลี่ยทุกผลิตภัณฑ์ตามปริมาณการผลิต โดยหักภาษีและกองทุนต่างๆแล้ว กับต้นทุนราคาน้ำมันดิบ ค่าการกลั่นดังกล่าวเป็นค่าการกลั่นโดยรวม ส่วนค่าการกลั่นแยกตามผลิตภัณฑ์น้ำมัน จะพิจารณาจากค่าการกลั่นรวมที่แจ้งออกมาเป็นค่าการกลั่นของแต่ละผลิตภัณฑ์ตามสัดส่วนของปริมาณการผลิตและราคา ณ โรงกลั่นของผลิตภัณฑ์น้ำมันในช่วงนั้น ๆ ดังนั้นผลกำไรหรือขาดทุนของโรงกลั่นที่ทำหน้าที่เพียงเพื่อรับจ้างกลั่น โดยไม่มีสถานบริการน้ำมันของตนเอง จึงขึ้นอยู่กับค่าการกลั่น (Gross refinery margin) โดยตรง



ภาพที่ 2.9 โครงสร้างค่าการกลั่น

ที่มา: ทองทิพย์ รัตนะรัต (2548)

จากภาพที่ 2.9 เส้นราคาน้ำมันดิบที่อ้างอิงเช่น Dubai คือ ราคาน้ำมันดิบชนิดดูไบ เส้นต้นทุนน้ำมันดิบที่จัดหาจริง คือ ราคาน้ำมันดิบชนิดดูไบรวมกับค่าขนส่ง เส้นรายได้เฉลี่ย

เกิดจากการถ่วงน้ำหนักราคาผลิตภัณฑ์กับสัดส่วนส่วนของผลิตภัณฑ์ ได้แก่ ก๊าซหุงต้ม น้ำมันเบนซิน น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา และ ค่าการกลั่นเกิดจากส่วนต่างของเส้นรายได้เฉลี่ยกับต้นทุนน้ำมันดิบที่จัดหาจริง

2.3.2 ค่าการตลาด (Marketing margin)

ค่าการตลาด คือ ส่วนต่างระหว่างราคาขายปลีกน้ำมันสำเร็จรูป ณ สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง กับราคาขายส่งหน้าโรงกลั่นในเวลาเดียวกัน ซึ่งแสดงถึงรายได้ของผู้ค้าน้ำมันและสถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง แต่ค่าการตลาดมีการเปลี่ยนแปลงบ่อย เช่น ในช่วงเวลาที่ราคาน้ำมันดิบลดลง ราคาขายส่งน้ำมันสำเร็จรูปที่รับซื้อจากโรงกลั่นจะลดลงก่อนราคาขายปลีก ณ สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง จะทำให้ค่าการตลาดสูงขึ้น ในทางกลับกันในช่วงเวลาที่ราคาน้ำมันดิบปรับตัวสูงขึ้น ราคาขายน้ำมันสำเร็จรูปจากโรงกลั่นจะสูงขึ้นก่อนราคาขายปลีก ณ สถานีบริการน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งจะทำให้ค่าการตลาดลดลง

ดังนั้นปัจจัยที่มีผลต่อค่าการกลั่นและค่าการตลาดคือปัจจัยด้านราคาน้ำมันดิบและน้ำมันสำเร็จรูป ซึ่งในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้อ้างอิงราคาซื้อขายน้ำมันจากการประกาศของหน่วยงานต่างๆ เช่น Platts Petroleum Argus หรือ Reuters ที่ทำหน้าที่รวบรวมข้อมูลการซื้อขายน้ำมันในแต่ละวัน ซึ่งราคาที่มีการเสนอซื้อขายกันจะสะท้อนถึงความต้องการน้ำมันของตลาด ถ้ามีการเสนอขายมากกว่าเสนอซื้อจะทำให้ราคาน้ำมันลดลง แสดงว่ามีการผลิตเกินความต้องการภายในประเทศ จึงมีการส่งออกน้ำมันส่วนเกิน สราวุธ แก้วดาทิพย์ (2549) ได้สรุปปัจจัยที่มีผลกระทบต่อราคาน้ำมันดังนี้

1) ปัจจัยด้านอุปสงค์และอุปทาน เมื่อเปรียบเทียบปริมาณการผลิตน้ำมันกับความต้องการใช้น้ำมันจากเศรษฐกิจโลกที่เติบโตขึ้นโดยเฉพาะประชากรของจีนและอินเดียที่มีจำนวนมากทำให้ความต้องการบริโภคเพิ่มขึ้นอย่างก้าวกระโดด ในขณะที่แหล่งผลิตน้ำมันมีจำกัด รวมทั้งการสำรองน้ำมันสำหรับรองรับสภาวะวิกฤติทั้งเหตุฉุกเฉินจากภัยธรรมชาติ ส่งผลให้ส่วนต่างการผลิตกับความต้องการลดน้อยลง ทำให้เกิดความกังวลว่าอุปทานน้ำมันมีเพียงพอหรือไม่จึงส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบมีแนวโน้มปรับเพิ่มขึ้น

2) กำลังการกลั่นน้ำมัน กำลังการกลั่นน้ำมันของโลกอยู่ที่ 90.6 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในขณะที่ความต้องการรวมอยู่ที่ประมาณ 90.1 ล้านบาร์เรลต่อวัน (2555)

แต่ในสถานะที่โรงกลั่นน้ำมันได้รับผลกระทบจากภัยธรรมชาติหรืออุบัติเหตุต่างๆ รวมถึงการก่อการร้ายทำให้โรงกลั่นไม่สามารถดำเนินการต่อได้ ส่งผลให้กำลังการกลั่นที่จำกัดอยู่แล้วลดลงไป ทำให้ราคาน้ำมันสำเร็จรูปปรับตัวเพิ่มขึ้น เป็นผลทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับตัวขึ้นตามไปด้วย

3) ระบบขนส่ง ถึงแม้จะมีการผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติได้ ถ้าขาดระบบขนส่ง เช่น ท่อ หรือ ระบบขนส่งอื่น ก็ไม่สามารถนำน้ำมันและก๊าซธรรมชาติออกสู่ตลาดได้ หรือ การขนส่งทางเรือผ่านช่องแคบต่างๆ ที่ติดขัดและมีปัญหาเกี่ยวกับโจรสลัด ก็ส่งผลทำราคาน้ำมันดิบปรับสูงขึ้นได้

4) การเมืองระหว่างประเทศ ปัญหาด้านความมั่นคงระหว่างประเทศของกลุ่มผู้ผลิตน้ำมันในตะวันออกกลาง และด้านสงครามซึ่งมีความไม่แน่นอนทำให้เกิดความไม่ชัดเจนด้านอุปทาน เพราะถ้ามีสงครามปริมาณการผลิตน้ำมันจะลดลง ซึ่งจะส่งผลทำราคาน้ำมันดิบปรับเพิ่มขึ้น

5) กองทุนเก็งกำไร (Hedge Fund) ถือเป็นกลุ่มสำคัญที่ทำให้ราคาน้ำมันสูงขึ้น อย่างขาดการควบคุมถึงแม้ว่าอุปทานจะมีมากกว่าอุปสงค์ แต่การเก็งกำไรที่ปริมาณส่วนต่างระหว่างอุปทานกับอุปสงค์ ในตลาดล่วงหน้า ทำให้ปริมาณที่เหลือสำหรับการค้าในตลาดหายไป ผู้เก็งกำไรจะทยอยปล่อยน้ำมันออกสู่ตลาดในราคาที่สูงขึ้น ผู้ใช้น้ำมันจำเป็นต้องพึ่งพาน้ำมันในหลายประเทศ จำยอมที่จะซื้อน้ำมันในราคาที่สูงขึ้น ส่งผลให้ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกขยับสูงขึ้น

3. ด้านเศรษฐมิติ

ศึกษาแบบของสมการ (System of equation) อารี วิบูลย์พงศ์ (2549) ได้กล่าวถึงระบบของสมการไว้ดังนี้ ระบบสมการ Seemingly unrelated regression (SUR) ในแบบจำลองทางสถิติเชิงเส้น (Linear statistical model) ที่เป็นสมการเดี่ยว (Single equation) นั้น สามารถที่จะขยายให้ครอบคลุมไปเป็นชุดของสมการที่มีจำนวนเท่ากับ m สมการ และเมื่อ n คือ จำนวนค่าสังเกต (Observation) ไว้ดังนี้

$$y_i = X_i\beta_i + u_i \quad i = 1, \dots, m \quad (2.17)$$

โดยที่ y_i = เมทริกซ์ $n \times 1$

X_i = เมทริกซ์ $n \times k$

β_i = เมทริกซ์ $k \times 1$

u_i = เมทริกซ์ $n \times 1$

ซึ่งเซตของสมการดังกล่าวสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} X_1 & & & \\ & X_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & X_k \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \beta_1 \\ \beta_2 \\ \vdots \\ \beta_m \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_m \end{bmatrix} \quad (2.18)$$

สมการ (2.18) สามารถเขียนย่อได้ดังนี้

$$y = X \beta + u \quad (2.19)$$

โดยที่คำนิยามของ y, X, β และ u มาจากสมการ (2.18) และมีมิติ (Dimension) ตามลำดับ ดังนี้ คือ $(mn \times 1)$, $(mn \times k)$, $(k \times 1)$ และ $(mn \times 1)$ ซึ่ง $k = \sum_{i=1}^m k_i$ (Judge et al., 1988:449)

จากนิยามของเมทริกซ์ความแปรปรวน – ความแปรปรวนร่วม (Variance – Covariance matrix) สำหรับ u จะได้

$$\Sigma = E(u u') = \begin{bmatrix} E(u_1 u_1) & E(u_1 u_2) & \cdots & E(u_1 u_m) \\ E(u_2 u_1) & E(u_2 u_2) & \cdots & E(u_2 u_m) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E(u_m u_1) & E(u_m u_2) & \cdots & E(u_m u_m) \end{bmatrix} \quad (2.20)$$

แต่ละเทอมบนเส้นทแยงมุมของ Σ ก็คือ $n \times m$ เมทริกซ์ของความแปรปรวน – ความแปรปรวนร่วม (Variance – Covariance matrix) นั่นคือ $E(u_i u_i)$ เป็นเมทริกซ์ความแปรปรวน – ความแปรปรวนร่วมของตัวรบกวน (Disturbance) หรือตัวแปรคลาดเคลื่อน (Error) ในสมการที่ i สำหรับแต่ละเทอมที่อยู่นอกเส้นทแยงมุมใน Σ ก็คือ $n \times n$ เมทริกซ์ความแปรปรวนร่วมระหว่างตัวแปรคลาดเคลื่อน จากสมการที่ละคู่ และสมมติว่า

$$E u_i u_j = \sigma_{ij} I \quad (i, j = 1, \dots, m) \quad (2.21)$$

และถ้าให้ $i=j$ จะได้ว่า

$$E u_i u_i' = E \begin{bmatrix} u_{i1} \\ u_{i2} \\ \vdots \\ u_{in} \end{bmatrix} [u_{i1} \ u_{i2} \ \dots \ u_{in}] = \begin{bmatrix} E(u_{i1} u_{i1}) & E(u_{i1} u_{i2}) & \cdots & E(u_{i1} u_{in}) \\ E(u_{i2} u_{i1}) & E(u_{i2} u_{i2}) & \cdots & E(u_{i2} u_{in}) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ E(u_{in} u_{i1}) & E(u_{in} u_{i2}) & \cdots & E(u_{in} u_{in}) \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} \sigma_{ii} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma_{ii} & & 0 \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \sigma_{ii} \end{bmatrix} = \sigma_{ii} I \quad (2.22)$$

ซึ่งหมายความว่าตัวแปรคลาดเคลื่อนในแต่ละสมการมีลักษณะเอกพันธ์ (Homoscedastic) และไม่มีอัตโนมัติสัมพันธ์ (No autocorrelation) สมาชิกบนเส้นทแยงมุมให้หมายความว่า ตัวแปรคลาดเคลื่อนของแต่ละค่าสังเกต (Observation) ในสมการเดียวกันที่มีความแปรปรวนเท่ากัน (Homoscedastic) นี่อาจมีความแปรปรวนแตกต่างกันได้ระหว่างสมการต่างๆ ในขณะที่สมาชิกนอกเส้นทแยงมุมระหว่างสมการจะไม่มีความสัมพันธ์กัน (No autocorrelation)

ถ้าให้ $i \neq j$ ข้อสมมติดังกล่าวสมการ (2.19) จะสามารถเขียนได้ดังนี้

$$\begin{aligned} E u_i u_j &= E \begin{bmatrix} u_{i1} \\ u_{i2} \\ \vdots \\ u_{in} \end{bmatrix} [u_{j1} \ u_{j2} \ \dots \ u_{jn}] = \begin{bmatrix} E(u_{i1} u_{j1}) & E(u_{i1} u_{j2}) & \cdots & E(u_{i1} u_{jn}) \\ E(u_{i2} u_{j1}) & E(u_{i2} u_{j2}) & \cdots & E(u_{i2} u_{jn}) \\ \vdots & & & \\ E(u_{in} u_{j1}) & E(u_{in} u_{j2}) & \cdots & E(u_{in} u_{jn}) \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} \sigma_{ij} & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma_{ij} & & 0 \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & \sigma_{ij} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.23)$$

ซึ่งให้หมายความว่าตัวแปรคลาดเคลื่อนจากต่างสมการกันในกลุ่มนั้น (ซึ่งคือ i กับ j) แต่ถ้ามาจากค่าสังเกตเดียวกันจะมีความสัมพันธ์กันเท่ากับ σ_{ij} และจะมีค่าคงที่เท่ากับ σ_{ij} สำหรับทุกๆ ค่าสังเกต (Observation) ในสมการ i และ j ดังกล่าว ความสัมพันธ์ของตัวแปรคลาดเคลื่อนแต่ละคู่ของสมการนี้ (σ_{ij}) โดยทั่วไปแล้วจะมีค่าแตกต่างกันไปตามแต่ละคู่ของสมการ i และ j นั่นคือเมื่อ i และ j มีค่าเปลี่ยนไปก็จะทำให้ σ_{ij} เปลี่ยนไปด้วย

นำเอาสมการ (2.21) ไปแทนค่าสมการ (2.19) จะได้

$$\begin{aligned} \Sigma &= \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \cdots & \sigma_{1m} \\ \sigma_{21} & \sigma_{22} & \cdots & \sigma_{2m} \\ \vdots & & \ddots & \vdots \\ \sigma_{m1} & \sigma_{m2} & \cdots & \sigma_{mm} \end{bmatrix} \otimes I \\ &= \Sigma_c \otimes I \end{aligned} \quad (2.24)$$

โดยที่ Σ_c คือ $[[\sigma_{ij}]]$ $m \times m$ skedasticity matrix ของแต่ละกลุ่มตัวอย่างที่สังเกต
 I คือ เมทริกซ์เอกลักษณ์ (Identity หรือ Unit matrix) ที่มีมิติเท่ากับ $n \times n$ ซึ่ง Zellner (1962) ได้
 ประยุกต์ Aitken's generalized least-squares เข้ากับสมการ (2.19) จะได้

$$\hat{\beta}_{SUR} = (X' \Sigma^{-1} X)^{-1} X' \Sigma y \quad (2.25)$$

โดยที่ $\hat{\beta}_{SUR}$ คือ Seemingly unrelated regression estimator (SUR) ซึ่งเป็นตัวประมาณค่าที่
 ไม่เอนเอียงเชิงเส้นที่ดีที่สุด (Best linear unbiased estimator) โดยที่

$$\begin{aligned} \Sigma^{-1} &= \Sigma_c^{-1} \otimes I \\ &= \begin{bmatrix} \sigma^{11}I & \dots & \sigma^{1m}I \\ \vdots & & \vdots \\ \sigma^{m1}I & \dots & \sigma^{mm}I \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.26)$$

แทนสมการ (2.26) ลงในสมการ (2.25) จะได้

$$\hat{\beta}_{SUR} = \begin{bmatrix} \sigma^{11}X_1'X_1 & \sigma^{12}X_1'X_2 & \dots & \sigma^{1m}X_1'X_m \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ \sigma^{m1}X_m'X_1 & \sigma^{m1}X_m'X_2 & \dots & \sigma^{mm}X_m'X_m \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum_{j=1}^m \sigma^{1j}X_1'y_j \\ \vdots \\ \sum_{j=1}^m \sigma^{mj}X_m'y_j \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

ซึ่งมีเมทริกซ์ความแปรปรวน – ความแปรปรวนร่วมดังนี้

$$\text{var}(\hat{\beta}_{SUR}) = (X' \Sigma^{-1} X)^{-1} = \begin{bmatrix} \sigma^{11}X_1'X_1 & \dots & \sigma^{1m}X_1'X_m \\ \vdots & & \vdots \\ \sigma^{m1}X_m'X_1 & \dots & \sigma^{mm}X_m'X_m \end{bmatrix}^{-1} \quad (2.28)$$

จากสมการที่ (2.27) สามารถพิสูจน์ได้ว่า $\hat{\beta}_{SUR}$ จะกลายมาเป็นตัวประมาณค่า OLS
 (Ordinary least squares) ถ้าในกรณีใดกรณีหนึ่งต่อไปนี้จริง

กรณีที่ 1 : ถ้า $\sigma_{ij} = 0$ เมื่อ $i \neq j$ นั่นคือเมื่อตัวแปรคลาดเคลื่อนจากต่างสมการกันมีค่า
 ความแปรปรวนเท่ากับศูนย์ สมการ (2.27) จะกลายมาเป็นตัวประมาณค่า OLS พิสูจน์จากสมการ
 (2.27) เมื่อ $\sigma_{ij} = 0$ จะได้ว่า

$$\hat{\beta}_{SUR} = \begin{bmatrix} \sigma^{11}X_1'X_1 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & \sigma^{22}X_2'X_2 & \cdots & 0 \\ \vdots & & & \\ 0 & 0 & \cdots & \sigma^{mm}X_m'X_m \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sigma^{11}X_1'y_1 \\ \sigma^{22}X_2'y_2 \\ \vdots \\ \sigma^{mm}X_m'y_m \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} (X_1'X_1)^{-1} X_1'y_1 \\ (X_2'X_2)^{-1} X_2'y_2 \\ \vdots \\ (X_m'X_m)^{-1} X_m'y_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{\beta}_{1OLS} \\ \hat{\beta}_{2OLS} \\ \vdots \\ \hat{\beta}_{mOLS} \end{bmatrix}$$

กรณีที่ 2 : ถ้าเมทริกซ์ X_i , $i = 1, \dots, m$ มีค่าเท่ากันทุกสมการ นั่นคือ $X_1 = X_2 = \cdots = X_m = Z$ สมการ (2.27) ก็จะกลายมาเป็นตัวประมาณค่า OLS เช่นเดียวกัน พิสูจน์ เมื่อ $X_1 = X_2 = \cdots = X_m = Z$ เมทริกซ์ X จะสามารถเขียนใหม่ได้ดังนี้

$$X = \begin{bmatrix} Z & & \\ & \ddots & \\ & & Z \end{bmatrix} = I \otimes Z \quad (2.29)$$

จากสมการที่ (2.25) จะได้

$$\begin{aligned} \hat{\beta}_{SUR} &= (X' \Sigma^{-1} X)^{-1} X' \Sigma y \\ &= [(I \otimes Z') (\Sigma_c \otimes I)^{-1} (I \otimes Z')]^{-1} (I \otimes Z') (\Sigma_c \otimes I)^{-1} \\ &= [(I \otimes Z') (\Sigma_c^{-1} \otimes I) (I \otimes Z')]^{-1} (I \otimes Z') (\Sigma_c^{-1} \otimes I) y \\ &= (\Sigma_c^{-1} \otimes Z'Z)^{-1} (\Sigma_c^{-1} \otimes Z') y \\ &= [\Sigma_c \otimes (Z'Z)^{-1}] (\Sigma_c^{-1} \otimes Z') y \\ &= (I \otimes (Z'Z)^{-1} Z') y \\ &= \begin{bmatrix} (Z'Z)^{-1} Z' & & \\ & \ddots & \\ & & (Z'Z)^{-1} Z' \end{bmatrix} \begin{bmatrix} y_1 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix} \\ &= \begin{bmatrix} (Z'Z)^{-1} Z' y_1 \\ \vdots \\ (Z'Z)^{-1} Z' y_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \hat{\beta}_{1OLS} \\ \vdots \\ \hat{\beta}_{mOLS} \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (2.30)$$

Johnson (1972:240) กล่าวว่าความยากลำบากในทางปฏิบัติสำหรับสมการ (2.30) ก็คือว่า Σ นั้นไม่ทราบค่าซึ่ง Zellner ได้เสนอให้ใช้วิธีการ OLS กับแต่ละสมการและหาค่าส่วนที่เหลือ (Residuals) ออกมาและใช้ส่วนที่เหลือ (Residuals) ดังกล่าวประมาณค่าสมาชิกของ Σ_c สำหรับเวกเตอร์ของส่วนที่เหลือจากวิธี OLS สำหรับสมการที่ i สามารถเขียนได้ดังนี้

$$\hat{u}_i = y_i - X_i \beta_i \quad (2.31)$$

โดยที่

$$\hat{\beta}_i = (X_i' X_i)^{-1} X_i' y_i \quad (2.32)$$

ดังนั้น ก็สามารถที่จะประมาณค่าได้จาก

$$\hat{\sigma}_{ii} = \frac{(y_i - X_i \hat{\beta}_i)' (y_i - X_i \hat{\beta}_i)}{(n - k_i)} \quad (2.33)$$

และ ก็สามารถที่จะประมาณค่าได้จาก

$$\hat{\sigma}_{ij} = \frac{(y_i - X_i \hat{\beta}_i)' (y_j - X_j \hat{\beta}_j)}{(n - k_i)^{\frac{1}{2}} (n - k_j)^{\frac{1}{2}}} \quad (2.34)$$

นำค่าประมาณเหล่านี้ไปแทนใน Σ_c จะได้ $\hat{\Sigma}_c$ และหาค่า $\hat{\Sigma}_c^{-1}$ ซึ่งเป็นค่าประมาณของ Σ_c^{-1} ซึ่งจะนำไปแทนค่า Σ_c^{-1} ในสมการ (2.25) กระบวนการข้างต้นนี้ประยุกต์มาจากกระบวนการที่ใช้กับสมการเดี่ยวนั่นเอง Seemingly unrelated regression estimator นี้จะมีประสิทธิภาพมากกว่าตัวประมาณค่า OLS กล่าวคือประสิทธิภาพของ $\hat{\beta}_{SUR}$ ที่มีเหนือกว่าตัวประมาณค่า OLS นั้น จะเพิ่มขึ้นโดยตรงกับความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรคลาดเคลื่อนจากต่างสมการกันและจะพหุคูณกับความสัมพันธ์ระหว่างชุดต่างๆ ของตัวแปรอธิบาย Johnson (1972:241) และแม้ว่าความสัมพันธ์ที่แท้จริงระหว่างตัวแปรคลาดเคลื่อนที่มาจากต่างสมการจะมีค่าเท่ากับศูนย์ ส่วนที่เหลือ (Residuals) จากกำลังสองน้อยที่สุดของตัวอย่าง (Sample) อาจจะทำให้ค่าความแปรปรวนรวมไม่เป็นศูนย์ เมื่อเป็นเช่นนี้ อาจจะสามารถประมาณการแบบวิธีกำลังสองน้อยที่สุดผิดพลาดไปได้ ซึ่งผลลัพธ์ที่ตามมาก็คือค่าประมาณของสัมประสิทธิ์มีความคลาดเคลื่อนมาตรฐาน (Standard error) สูงกว่าความคลาดเคลื่อนมาตรฐานของค่าประมาณ (Estimates) ที่ได้จากการประมาณวิธีกำลัง

สองน้อยที่สุดแบบธรรมดา (OLS) ประสิทธิภาพของตัวประมาณค่า β_{SUR} จะยังคงเหนือกว่า β_{OLS} แม้ว่าความสัมพันธ์ของตัวแปรคลาดเคลื่อนจะมีค่าน้อยมากก็ตาม แต่ถ้าหากความสัมพันธ์ดังกล่าวเพิ่มขึ้นประสิทธิภาพของ β_{SUR} ที่มีเหนือ β_{OLS} ก็จะเพิ่มขึ้นอย่างเห็นชัดทีเดียว และสำหรับตัวแปรคลาดเคลื่อนที่มีการแจกแจงแบบปกติ (Normal distribution) แล้วการใช้วิธีประมาณค่า Maximum likelihood กับแบบจำลอง SUR ที่มีข้อมูลตัวอย่างขนาดใหญ่จะให้ตัวประมาณค่าพารามิเตอร์ β ที่มีประสิทธิภาพสูงที่สุด (Mittelhammer, 2000:383)

การตรวจเอกสาร

การตรวจเอกสารแบ่งตามวิธีการศึกษาโดยมี 3 หัวข้อที่เกี่ยวข้องดังนี้

1. งานวิจัยเกี่ยวกับปัจจัยที่มีผลต่อราคาน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม

งานวิจัยจากต่างประเทศที่เกี่ยวข้องมีดังนี้ Frank, Asche *et al.* (2003) ศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างราคาตลาดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมโดยการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ราคาของน้ำมันดิบและราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น โดยใช้ข้อมูลรายเดือนระหว่างเดือนมกราคม ปี ค.ศ.1992 ถึง เดือนพฤศจิกายน ปี ค.ศ.2000 ของตลาดน้ำมัน Northwest European เพื่อหาความสัมพันธ์ของน้ำมันดิบชนิด เบรนท์ (Brent) กับ ผลิตภัณฑ์ 4 ประเภท ได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา เคโรซีน และแนฟทา โดยใช้ Stylised facts , ADF test , Misspecification test และ Multivariate Johansen test

ผลการศึกษาพบว่าราคาน้ำมันดิบชนิด Brent มีความสัมพันธ์ในระยะยาวกับ น้ำมันดีเซล เคโรซีน และแนฟทา ในยุโรปตะวันตกเฉียงเหนือในช่วงเวลาที่ศึกษา แต่ไม่พบความสัมพันธ์ของราคาน้ำมันดิบชนิด Brent กับราคาน้ำมันเตา และยังพบความสัมพันธ์ในระยะยาวระหว่างราคาของน้ำมันดีเซล เคโรซีน และแนฟทา ซึ่งกล่าวเป็นนัยได้ว่าการเปลี่ยนแปลงอุปสงค์ของผลิตภัณฑ์หนึ่งจะมีผลต่อผลผลิตของผลิตภัณฑ์หนึ่ง ส่วนความสัมพันธ์ในระยะสั้นพบว่าราคาน้ำมันดิบชนิด Brent มีราคาแตกต่างจากราคาน้ำมันดีเซล และ เคโรซีน ในลักษณะเป็นสัดส่วนที่คงที่ แต่ไม่พบความสัมพันธ์ระหว่างราคาน้ำมันดิบชนิด Brent กับราคา แนฟทา และยังสามารถกล่าวเป็นนัยได้อีกว่า ราคาน้ำมันดีเซล และราคาน้ำมันเคโรซีนมีความสัมพันธ์ในลักษณะคงที่

การศึกษายังแสดงให้เห็นว่าราคาน้ำมันดิบเป็นปัจจัยกำหนดราคาผลิตภัณฑ์ และตลาดน้ำมันดิบกับตลาดผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปเป็นตลาดที่มีความสัมพันธ์กันสูง โดยอุปทานเป็นปัจจัย

ผลักดันให้เกิดการรวมกันของตลาดและผู้ผลิตจะปรับเปลี่ยนปริมาณผลิตกันชน้ำมันสำเร็จรูปออกสู่ตลาดตามราคาผลิตภัณฑ์ที่เปลี่ยนแปลงไป

Afees and Ismail (2012) ศึกษาแบบจำลองโครงสร้างราคาน้ำมันในช่วงเวลาที่มีความผันผวนเพื่อวิเคราะห์ราคาน้ำมันดิบสองชนิด คือ West Texas Intermediate (WTI) และ Brent โดยใช้ข้อมูลตั้งแต่วันที่ 4 มกราคม ปี ค.ศ.2000 ถึง วันที่ 20 มีนาคม ปี ค.ศ.2012 ในช่วงที่มีความผันผวนที่ส่งผลกระทบรุนแรงคือ ปี ค.ศ.1990 ซึ่งเกิดความขัดแย้งระหว่างอิรักกับคูเวต และปี ค.ศ. 2008 ที่เกิดวิกฤติการเงิน เหตุการณ์ทั้งสองส่งผลกระทบต่ออุปสงค์ อุปทาน ราคาน้ำมัน และตลาดซื้อขายน้ำมันล่วงหน้าซึ่งจะมีผลกระทบทำให้ขาดทุนหรือได้กำไรอย่างมากต่อประเทศที่มีระบบเศรษฐกิจพึ่งพาการผลิตและส่งออกน้ำมัน ตลอดจนมีผลกระทบต่อนักลงทุนในตลาดน้ำมัน โดยใช้วิธีการทดสอบของ Narayan and Popp ,NP (2010) และ Liu and Narayan ,LN (2010)

โดยวิเคราะห์ราคาน้ำมัน WTI และ Brent ด้วย Unit root test ด้วยวิธีของ NP และ LN ซึ่งเป็นวิธีที่ใช้กับข้อมูลอนุกรมเวลาที่เกิดความผันผวนของราคา จากนั้นประมาณแบบจำลอง ทั้ง Symmetric และ Asymmetric volatility model โดยใช้ Schwartz information criterion (SIC) Akaike information criterion (AIC) และ Hannan-quinn information criterion (HQC) เพื่อหาลักษณะแบบจำลองที่มีความเหมาะสมที่สุด และประมาณค่าสัมประสิทธิ์โดยใช้แบบจำลองที่สร้างขึ้น วิเคราะห์ความผันผวนโดยวิธี Autoregressive conditional heteroscedasticity (ARCH) Lagrangian multiplier (LM)

ผลการศึกษาพบว่า น้ำมันดิบชนิด Brent มีความผันผวนน้อยกว่า WTI และพบว่าข่าวร้ายมีผลต่อความผันของราคาน้ำมันมากกว่าข่าวดี สำหรับการทดสอบแบบจำลอง พบว่าAsymmetric volatility model มีความเหมาะสมกว่า Symmetric volatility model ในช่วงเวลาที่ศึกษา และวิธีที่เหมาะสมกับการวิเคราะห์ความผันผวนของแบบจำลองคือ EGARCH

Robert and Laskowski (2548) ศึกษาสาเหตุที่ทำให้เกิดความอสมมาตรด้านราคาน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม เพื่อศึกษาอสมมาตรระหว่างราคาน้ำมันดิบ อัตราการใช้กำลังการผลิต และ ปริมาณสินค้าคงคลังที่มีผลกับราคาน้ำมันเบนซิน และ ราคาน้ำมันเตา ในประเทศสหรัฐอเมริกา โดยมีสมมติฐานคือลูกค้าที่ซื้อน้ำมันตำหนิผู้ขายปลีกว่าการปรับขึ้นราคาน้ำมันเบนซิน และ ราคาน้ำมันเตา จะปรับขึ้นอย่างรวดเร็วเมื่อราคาน้ำมันดิบมีการปรับขึ้น แต่เมื่อราคาน้ำมันดิบลดลงราคาของน้ำมันเบนซินและน้ำมันเตาจะปรับลงช้ากว่า การทดสอบสมมติฐานข้อมูลที่ใช้ศึกษาเป็นข้อมูล

รายเดือน อยู่ในช่วง เดือนมกราคม ปี 2529 ถึง เดือนธันวาคม ปี 2545 โดยศึกษาราคาน้ำมันดิบ ราคา น้ำมันสำเร็จรูปที่ออกจากโรงกลั่น และราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายปลีก

การทดสอบความสมมาตรของราคาโดยการประยุกต์ 2 ขั้นตอนด้วยวิธีของ Granger and Lee (1989) ขั้นที่หนึ่ง ทดสอบความสมมาตรระหว่างราคาน้ำมันดิบ และราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ออกจากโรงกลั่น ขั้นที่สอง ทดสอบความสมมาตรระหว่างราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ออกจากโรงกลั่น และราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายปลีกต่อลูกค้าโดยทดสอบความสมมาตรของราคาน้ำมันดิบ ราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ออกจากโรงกลั่น และราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายปลีก ซึ่งทดสอบด้วยวิธี Dynamic ordinary least squares (DOLS) ทั้งสองขั้นตอน เพื่อหาสัมประสิทธิ์ของตัวแปร ซึ่งได้แก่ ราคาน้ำมันดิบ ปริมาณสินค้าคงคลังและ อัตราการใช้กำลังการผลิต ที่มีผลต่อราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ออกจากโรงกลั่น และ ราคาน้ำมันสำเร็จรูปที่ขายปลีก

ผลการศึกษาพบว่าข้อตำหนิของลูกค้า มีความเป็นไปได้ที่จะถูกต้อง ความสมมาตรของราคาน้ำมันเบนซินอาจจะมาจากการแข่งขันด้านการเก็บสินค้าในกรณีที่ราคาขึ้น และด้านพฤติกรรมการผลิต ซึ่งเกิดจากการไม่มีนโยบายมารองรับที่ชัดเจน ส่วนความสมมาตรของราคา น้ำมันเตา อาจเกิดจากสัญญาการซื้อขายน้ำมันสำเร็จรูปล่วงหน้าระหว่างผู้ขายปลีกกับลูกค้า ซึ่งลูกค้าที่เต็มใจที่จะจ่ายส่วนเพิ่มแลกกับความสมมาตรของราคาที่จะเกิดขึ้น

ภทริณี คงชู (2551) ศึกษาปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อราคาน้ำมันขายปลีกโดยการวิเคราะห์การถดถอยแบบหลายตัวแปร มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อราคาน้ำมันขายปลีก 3 ประเภทในกรุงเทพมหานคร คือ น้ำมันดีเซล น้ำมันเบนซิน 91 และน้ำมันเบนซิน 95 และศึกษารูปแบบความสัมพันธ์ระหว่างราคาน้ำมันขายปลีกกับปัจจัยต่าง ๆ ที่คาดว่าจะมีอิทธิพลต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันขายปลีก 3 ประเภทนี้ โดยศึกษาข้อมูลทุติยภูมิ เป็นรายเดือนตั้งแต่เดือนมกราคม 2545 ถึง เดือนธันวาคม 2549 โดยใช้การวิเคราะห์ทางสถิติ คือ การวิเคราะห์สหสัมพันธ์ การวิเคราะห์แคนนอนลินิกอล การวิเคราะห์ปัจจัย และการวิเคราะห์การถดถอยแบบหลายตัวแปร การศึกษานี้ประกอบด้วยตัวแปรตาม 3 ตัวแปร และตัวแปรอิสระ 74 ตัวแปร

ผลการวิเคราะห์สหสัมพันธ์ พบว่าจากตัวแปรอิสระทั้งหมด 74 ตัวแปรนั้นมีจำนวน 33 ตัวแปรที่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรตามทั้ง 3 ตัว อย่างมีนัยสำคัญที่ระดับนัยสำคัญ 0.05 และเนื่องจากตัวแปรอิสระทั้ง 33 ตัวแปรมีความไม่เป็นอิสระกัน (Multicollinearity) ผู้วิจัยจึงแก้ปัญหาโดยเทคนิคการวิเคราะห์ปัจจัยใช้การหมุนแบบ Orthogonal ด้วยวิธี Varimax ซึ่งสามารถจำแนกตัวแปร

อิสระ 33 ตัวเป็นปัจจัย 3 ปัจจัย คือ ปัจจัยด้านราคา ปัจจัยด้านการผลิตการส่งออกน้ำมัน และปัจจัยด้านเศรษฐกิจ ซึ่งปัจจัยทั้งหมดนี้สามารถอธิบายความผันแปรของตัวแปรอิสระทั้ง 33 ตัวได้ 91.04% หลังจากแก้ปัญหา Multicollinearity แล้วจึงวิเคราะห์หาคออยเพื่อหารูปแบบความสัมพันธ์ระหว่างราคาน้ำมันขายปลีก 3 ประเภทกับปัจจัยทั้ง 3 ปัจจัยซึ่งสมการถดถอยทั้ง 3 สมการสามารถอธิบายการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันขายปลีก 3 ประเภท โดยเฉลี่ยประมาณ 97.6% ซึ่งมีความถูกต้องแม่นยำในการประมาณค่าสูง ส่วนค่าความคลาดเคลื่อนในการประมาณค่าโดยเฉลี่ย 0.789 ซึ่งมีค่าต่ำมาก

2. งานวิจัยเกี่ยวกับการวัดประสิทธิภาพของโรงกลั่นน้ำมันในประเทศไทย

สินีนาด โพธิ์ชัย (2550) ได้ศึกษาการประหยัดต่อขนาดในอุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันดิบของประเทศไทย โดยมีประเด็นการศึกษาเกี่ยวกับการขยายปริมาณการผลิตภายในประเทศและการขยายกำลังการกลั่นจะสามารถก่อให้เกิดการประหยัดต่อขนาดหรือไม่ ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อทดสอบว่าการเพิ่มกำลังการผลิตของโรงกลั่นน้ำมันในประเทศในช่วงปี พ.ศ. 2530 – 2548 นั้นเกิดการประหยัดต่อขนาดหรือไม่โดยทำการประมาณค่าสมการต้นทุนแบบ Translog cost function ทั้งในระยะสั้นและระยะยาวร่วมกับสมการส่วนแบ่งต้นทุนปัจจัยการผลิตด้วยวิธี Seemingly unrelated regression โดยอาศัยข้อมูลทศวรรษปี พ.ศ. 2530-2548 ของโรงกลั่นน้ำมัน 3 แห่ง ได้แก่ โรงกลั่นไทยออยล์ โรงกลั่นบางจาก และโรงกลั่นเอสโซ่

ผลการศึกษาสรุปได้ว่า สำหรับแบบจำลองต้นทุนการผลิตในระยะสั้นซึ่งกำหนดให้ราคาปัจจัยทุนคงที่และตัวชี้วัดการเพิ่มของปัจจัยทุนแทนด้วยมูลค่าการสะสมทุนที่แท้จริงนั้น เมื่อโรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งเพิ่มปริมาณการผลิตแล้วพบว่าเกิดการประหยัดต่อขนาด ส่วนแบบจำลองต้นทุนการผลิตในระยะยาวซึ่งทุกปัจจัยการผลิตโดยเฉพาะปัจจัยทุนที่สามารถเปลี่ยนแปลงได้ พบว่าโรงกลั่นบางจากและโรงกลั่นเอสโซ่ยังคงเกิดการประหยัดต่อขนาดเมื่อเพิ่มปริมาณการผลิต ในขณะที่โรงกลั่นไทยออยล์ไม่เกิดการประหยัดต่อขนาดการผลิต ดังนั้นในระยะสั้นทั้ง 3 โรงกลั่นควรขยายปริมาณการผลิตขึ้นไปอีกเพื่อให้ได้รับประโยชน์จากการที่ต้นทุนการผลิตเฉลี่ยลดลง ส่วนระยะยาวโรงกลั่นบางจากและโรงกลั่นเอสโซ่ยังคงสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตได้ แต่โรงกลั่นไทยออยล์ควรลดการผลิตลง ดังนั้นในการขยายกำลังการกลั่นของประเทศทั้งจากผู้ผลิตรายเดิมหรือการเข้ามาของผู้ผลิตรายใหม่จึงควรจำกัดเฉพาะที่ทำให้เกิดการประหยัดต่อขนาดในการผลิต

จุฬาลักษณ์ นิยมลัษณ์ (2552) ศึกษาประสิทธิภาพเชิงเทคนิคในการดำเนินงานของบริษัทกลุ่มปิโตรเลียมที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย การศึกษาดังกล่าวเป็นผล การดำเนินการที่เกิดขึ้นแล้วในปี 2547-2550 ซึ่งเป็นข้อมูลของบริษัท บางจาก (BCP) บริษัทไออาร์ ฟิซี (มหาชน) (IRPC) บริษัทการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (มหาชน) (PTT) บริษัทไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) และบริษัทระยองเพียวรีไฟเออร์ จำกัด (มหาชน) (RPC) โดยศึกษาข้อมูลใน ลักษณะ Panel Data โดยพิจารณาจากงบการเงินย้อนหลัง ซึ่งทำการวิเคราะห์ข้อมูลตามแบบจำลอง Input orientation โปรแกรม DEA 2.1 ซึ่งจะคำนวณค่าประสิทธิภาพเชิงเทคนิคและจำนวนปัจจัย การผลิตที่บริษัทปิโตรเลียมสามารถปรับลดลง เพื่อให้หน่วยผลิตมีประสิทธิภาพเชิงเทคนิคในการ ดำเนินงานสูงสุด งบการเงินที่นำมาพิจารณาประกอบด้วย 2 ส่วน คือ งบดุล และงบกำไรขาดทุน อัตราส่วนทางการเงิน (Financial ratio) ที่ใช้ในการวิเคราะห์ จะใช้วิเคราะห์ทั้งด้านรูปแบบ การดำเนินธุรกิจลักษณะ โครงสร้างขององค์กร ความเสี่ยง และผลการดำเนินงาน

ผลการวัดประสิทธิภาพโดยพิจารณาจากค่าเฉลี่ย 4 ปี พบว่าบริษัท บางจาก (BCP) มีค่า ประสิทธิภาพต่ำสุด คือ 0.95 รองลงมาคือ บริษัทไออาร์ฟิซี (มหาชน) (IRPC) คือ 0.99 โดยบริษัท การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (มหาชน) (PTT) บริษัทไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (TOP) และ บริษัทระยองเพียวรีไฟเออร์ จำกัด (มหาชน) (RPC) มีประสิทธิภาพเท่ากับ 1 ในทุก ๆ ปีที่ ทำการศึกษา

3. งานวิจัยเกี่ยวกับการศึกษาอัตราทดแทนของปัจจัยการผลิต

บัณฑิต ชัยวิษณุชาติ (2552) ศึกษาการทดแทนผลแห่งการทดแทนกันระหว่างพลังงานกับ ปัจจัยการผลิตอื่นๆ ในการผลิตรายสาขาของไทย เพื่อทดสอบฟังก์ชันการผลิตที่เหมาะสมในการวัด การตอบสนองของการใช้ปัจจัยการผลิตที่มีต่อปัจจัยการผลิตและการทดแทนกันระหว่างพลังงานกับ ปัจจัยอื่นๆ ซึ่งฟังก์ชันการผลิตที่ประกอบด้วยปัจจัยการผลิตทั้งหมด 3 ประเภท คือ พลังงาน และ พลังงาน โดยอาศัยข้อมูลรายปีตั้งแต่ปี พ.ศ.2525 – 2550 โดยแบ่งสาขาการผลิตเป็น 6 สาขา คือ ภาพรวม สาขาเกษตรกรรม สาขาอุตสาหกรรม สาขาก่อสร้าง สาขารุขกสิกรรม และสาขาขนส่ง และศึกษาฟังก์ชันการผลิตแตกต่างกันออกไปดังนี้ Cobb-Douglas log linear production function (LLP) Translog production function (TLP) Constant elasticity of substitution production function (CES) และ Generalized Leontief production function (GLP) ฟังก์ชันการผลิตทั้ง 4 แบบจะถูกนำไป ประเมินการค่าพารามิเตอร์ ซึ่งฟังก์ชันการผลิต LLP และ TLP จะประมาณการด้วยวิธีกำลังสอง

น้อยที่สุดเชิงเส้นตรง (Linear ordinary least square, OLS) ในขณะที่ฟังก์ชันการผลิต CES และ GLP จะประมาณการด้วยวิธีกำลังสองน้อยที่สุดที่มีใช้เส้นตรง (Nonlinear ordinary least square, NLS)

จากนั้นจึงทำการเลือกรูปแบบฟังก์ชันที่เหมาะสมของแต่ละสาขาการผลิต แล้วนำเอาผลการประมาณการที่ได้จากฟังก์ชันการผลิตที่เหมาะสมไปใช้ในการคำนวณค่าความยืดหยุ่นการใช้พลังงานต่อราคาปัจจัยการผลิต ผลจากการเลือกรูปแบบฟังก์ชันการผลิตที่เหมาะสมของแต่ละสาขาการผลิตพบว่า ฟังก์ชันการผลิตในรูปแบบของ Cobb-Douglas production function เป็นรูปแบบของฟังก์ชันการผลิตที่เหมาะสมสำหรับอธิบายพฤติกรรมการผลิตในภาพรวม สาขาเกษตรกรรม สาขาอุตสาหกรรม สาขาก่อสร้าง และสาขาขนส่ง ในขณะที่ฟังก์ชันการผลิตในรูปแบบของ Translog production function เป็นรูปแบบฟังก์ชันการผลิตที่เหมาะสมสำหรับการอธิบายพฤติกรรมการผลิตสาขาก่อสร้าง และธุรกิจการค้า

บทที่ 3

วิธีการศึกษา

วิธีการเก็บรวบรวมข้อมูล

รวบรวมข้อมูลจากกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน ปี 2550-2554 ซึ่งประกอบด้วย ชนิดน้ำมันดิบที่นำเข้า แหล่งที่มาของน้ำมันดิบ ปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น ปริมาณของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น ราคาน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น และราคาของผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่น ตลอดจนข้อมูลทั่วไปของโรงกลั่นน้ำมันที่ทำการศึกษาดังกล่าว เช่น ประวัติโรงกลั่น ลักษณะทางกายภาพของโรงกลั่น การใช้กำลังการผลิต สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการ เป็นต้น จากเอกสารทางวิชาการและระบบสืบค้นข้อมูลทางอินเทอร์เน็ต และข้อมูลอัตราแลกเปลี่ยนเงินจากธนาคารแห่งประเทศไทยเพื่อใช้ในการแปลงมูลค่าน้ำมันดิบจากบาทต่อลิตรเป็นเหรียญต่อบาร์เรล

วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล

1. การจำแนกข้อมูลชนิดน้ำมันดิบ

เนื่องจากน้ำมันดิบของแต่ละโรงกลั่นมีหลายชนิดจึงต้องจำแนกชนิดและปริมาณของน้ำมันดิบจากแหล่งต่างๆ ที่ใช้กลั่นของแต่ละโรงกลั่นเป็นรายเดือนตั้งแต่เดือนมกราคม 2550 ถึงเดือนธันวาคม 2554 ตามฐานข้อมูลของกระทรวงพลังงานที่จัดไว้ แบ่งเป็น 5 กลุ่มดังนี้

- 1.1 น้ำมันดิบที่มาจากตะวันออกไกล (Far East sources)
- 1.2 น้ำมันดิบที่มาจากตะวันออกกลาง (Middle East sources)
- 1.3 น้ำมันดิบที่มาจากภายในประเทศ (Domestic sources)
- 1.4 น้ำมันดิบที่มาจากแหล่งอื่น (Other sources)
- 1.5 วัตถุดิบอื่นๆ ที่ใช้กลั่น (Other feed stock)

2. การจำแนกข้อมูลผลิตภัณฑ์

ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นแบ่งเป็น 6 กลุ่ม ดังนี้

- 2.1 ก๊าซแอลพีจี (LPG)
- 2.2 น้ำมันเบนซินหรือก๊าซโซลีน (Benzine or Gasoline)
- 2.3 แนฟทา (Naphtha)
- 2.4 น้ำมันเจทและเคโรซีน (Jet and Kerosene)
- 2.5 น้ำมันดีเซลหรือก๊าซออยล์ (Diesel or Gasoil)
- 2.6 น้ำมันเตา (Fuel Oil)

3. การศึกษาค่าการกลั่น

เกียรติชาย ไมตรีวงษ์ ได้เขียนแผนภาพแสดงความสัมพันธ์ของค่าการกลั่นกับ Crack Spread ไว้ดังภาพที่ 3.1 เมื่อ Premium (A) คือ ค่าการตลาดส่วนเพิ่มจากราคาตลาดที่ใช้อ้างอิง Price benchmark (B) LPG คือ ก๊าซแอลพีจี JP-1 คือ น้ำมันเจท (Jet oil) และ FO คือ น้ำมันเตา (Fuel oil) จากภาพที่ 3.1 แสดงแผนภาพค่าการกลั่นซึ่งสามารถคำนวณได้ 2 วิธี ได้แก่

วิธีที่ 1 การนำรายได้จากการกลั่นลบด้วยผลรวมต้นทุนน้ำมันดิบและค่าขนส่งลำเลียง เมื่อเขียนเป็นสมการจะได้

$$\text{ค่าการกลั่น} = \text{รายได้จากการกลั่น} - (\text{ต้นทุนน้ำมันดิบ} + \text{ค่าขนส่งลำเลียง}) \quad (3.1)$$

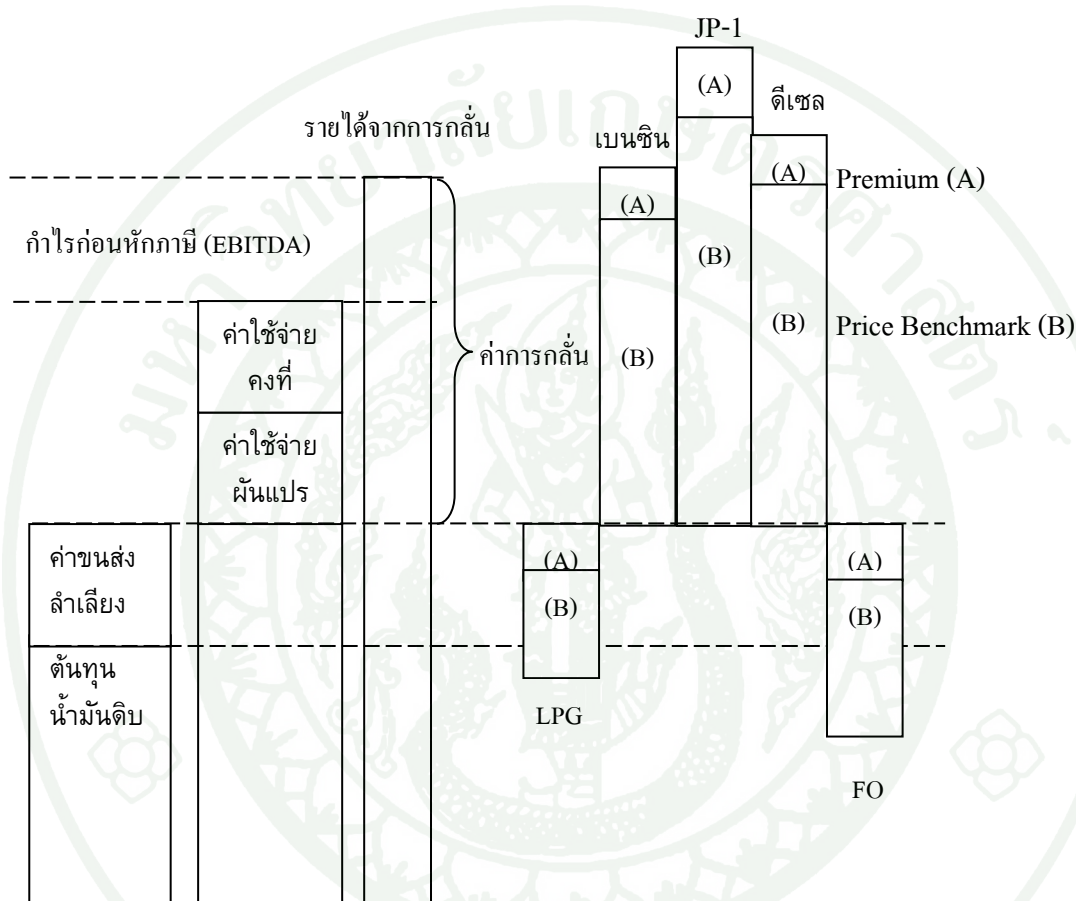
วิธีที่ 2 การหาผลรวมของส่วนต่างราคาผลิตภัณฑ์ที่กลั่นได้กับราคาน้ำมันดิบที่รวมค่าขนส่งลำเลียง โดยราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นเป็นราคาของแต่ละผลิตภัณฑ์ที่อ้างอิง (Benchmark price, B) ของบวกกับ Premium (A) เมื่อเขียนเป็นสมการจะได้

$$\text{ค่าการกลั่น} = \text{ผลรวมราคาผลิตภัณฑ์กับ Premium (A)} - (\text{ต้นทุนน้ำมันดิบ} + \text{ค่าขนส่งลำเลียง}) \quad (3.2)$$

หรือสามารถเขียนสมการเพื่อหาค่าการกลั่น (Gross refinery margin , GRM) ได้ดัง

$$\text{GRM} = \sum_{i=1}^n (P_{yi} \times Y_i) - \sum_{i=1}^m (P_{xi} \times X_i) \quad (3.3)$$

กำหนดให้ P_{yi} คือ ราคาของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นชนิด i ถึงชนิดที่ n
 Y_i คือ สัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นชนิด i ถึงชนิดที่ n
 P_{xi} คือ ราคาของน้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นชนิด i ถึงชนิดที่ m
 X_i คือ สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้ในการกลั่นชนิด i ถึงชนิดที่ m



ภาพที่ 3.1 ภาพแสดงค่าการกลั่นเปรียบเทียบกับต้นทุนและราคาผลิตภัณฑ์
ที่มา: เกียรติชาย ไมตรีวงษ์ (2553)

ตัวอย่างเช่น โรงกลั่นกลั่นน้ำมันดิบชนิดคูไบ (Dubai) จะได้ผลิตภัณฑ์ดังนี้ ก๊าซแอลพีจี แอฟทา น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ร้อยละ 3 6 10 34 และ 47 ตามลำดับ โดยราคาของน้ำมันดิบน้ำมันดิบชนิดคูไบเท่ากับ 100 เหรียญต่อบาร์เรล และราคาผลิตภัณฑ์เป็นดังนี้ ก๊าซแอลพีจี 85 เหรียญต่อบาร์เรล แอฟทา 100 เหรียญต่อบาร์เรล น้ำมันเบนซิน 115 เหรียญต่อบาร์เรล น้ำมันดีเซล 120 เหรียญต่อบาร์เรล และ น้ำมันเตา 90 เหรียญต่อบาร์เรล สามารถคำนวณค่าการกลั่นได้ดังนี้

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าการกลั่น} &= \text{ก๊าซแอลพีจี} (0.03 \times 85) + \text{แนฟทา} (0.06 \times 100) + \text{น้ำมันเบนซิน} (0.10 \times 115) \\
 &\quad + \text{น้ำมันดีเซล} (0.34 \times 120) + \text{น้ำมันเตา} (0.47 \times 90) - \text{คูโบ} (1.00 \times 100) \\
 &= 3.15 \text{ เหรียญต่อบาร์เรล}
 \end{aligned}$$

จากวิธีการคำนวณค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นจากสูตรคำนวณที่ (3.3)

ค่าการกลั่น = มูลค่าผลิตภัณฑ์ - ต้นทุนน้ำมันดิบ

กำไรขั้นต้น = ค่าการกลั่น / ต้นทุนน้ำมันดิบ

มูลค่าผลิตภัณฑ์ เท่ากับ ผลรวมของผลคูณราคาผลิตภัณฑ์กับสัดส่วนผลิตภัณฑ์หรือเท่ากับ

$$\sum_{i=1}^n (P_{yi} \times Y_i)$$

ตารางที่ 3.1 การอ้างอิงราคาผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น

ชื่อผลิตภัณฑ์	ราคาที่ใช้อ้างอิง	แหล่งที่มาข้อมูล	หน่วยข้อมูล
ก๊าซแอลพีจี*	Propane, Butane	กระทรวงพลังงาน	USD/MT*
แนฟทา	Naphtha MOPJ	กระทรวงพลังงาน	USD/BBL
น้ำมันเบนซิน	Gasoline Mogas 95	กระทรวงพลังงาน	USD/BBL
น้ำมันเจทและเคโรซีน	Kerosene	กระทรวงพลังงาน	USD/BBL
น้ำมันดีเซล	Gasoil 0.05	กระทรวงพลังงาน	USD/BBL
น้ำมันเตา	Fuel oil 180	กระทรวงพลังงาน	USD/BBL

หมายเหตุ: ก๊าซแอลพีจี* เป็นของผสมระหว่างโพรเพน (Propane) ร้อยละ 70 กับบิวเทน (Butane) ร้อยละ 30 ดังนั้นการคำนวณราคาก๊าซแอลพีจีจึงต้องถ่วงน้ำหนักราคาโพรเพนกับราคาบิวเทนตามสัดส่วน และราคาโพรเพนและบิวเทนที่ประกาศมีหน่วยเป็นเหรียญต่อเมตริกตัน (USD/MT) จึงต้องแปลงหน่วยเป็นเหรียญต่อบาร์เรล (USD/BBL) เพื่อให้มีหน่วยเดียวกันกับราคาผลิตภัณฑ์ชนิดอื่นๆ ซึ่งมีหน่วยเป็นเหรียญต่อบาร์เรล (USD/BBL) โดยใช้สูตรคำนวณดังนี้

$$\frac{(\text{เหรียญ})}{(\text{เมตริกตัน})} \times \text{ความหนาแน่น} \frac{(\text{เมตริกตัน})}{(\text{ลูกบาศก์เมตร})} \times \frac{(\text{ลูกบาศก์เมตร})}{(\text{ลิตร})} \times \frac{158.9873 (\text{ลิตร})}{1 (\text{บาร์เรล})}$$

ความหนาแน่นของก๊าซแอลพีจี เท่ากับ 0.53 เมตริกตันต่อลูกบาศก์เมตร

ต้นทุนน้ำมันดิบ เท่ากับ ผลรวมของผลคูณราคาน้ำมันดิบแต่ละชนิดกับปริมาณที่ใช้กลั่น หรือเท่ากับ $\sum_{i=1}^m (P_{xi} \times X_i)$ เนื่องจากราคาน้ำมันดิบที่เก็บข้อมูลมาจากกระทรวงพลังงานมีหน่วยเป็นบาทต่อลิตร และปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้ในการผลิตมีหน่วยเป็นลิตรจึงต้องแปลงหน่วยให้เป็นเหรียญต่อบาร์เรล โดยใช้สูตรคำนวณดังนี้

$$\frac{(\text{บาท})}{(\text{ลิตร})} \times \frac{158.9873 (\text{ลิตร})}{1 (\text{บาร์เรล})} \times \frac{1 (\text{เหรียญ})}{\text{อัตราแลกเปลี่ยน (บาท)}}$$

4. การประมาณค่าสัมประสิทธิ์ของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นกับผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น

โดยประยุกต์ใช้เซตของระบบสมการซึ่งตัวแปรต้น (Independent variables) คือ ปริมาณของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นได้แก่ X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

กำหนดให้ X_{1t} คือ ปริมาณน้ำมันดิบซึ่งมาจากตะวันออกไกล (Far East sources)

ที่ใช้กลั่น ณ เวลา t ของแต่ละโรงกลั่น

X_{2t} คือ ปริมาณน้ำมันดิบซึ่งมาจากตะวันออกกลาง (Middle East sources)

ที่ใช้กลั่น ณ เวลา t ของแต่ละโรงกลั่น

X_{3t} คือ ปริมาณน้ำมันดิบซึ่งมาจากภายในประเทศ (Domestic sources)

ที่ใช้กลั่น ณ เวลา t ของแต่ละโรงกลั่น

X_{4t} คือ ปริมาณน้ำมันดิบซึ่งมาจากแหล่งอื่น (Other sources)

ที่ใช้กลั่น ณ เวลา t ของแต่ละโรงกลั่น

X_{5t} คือ วัตถุดิบอื่น ๆ ที่ใช้กลั่น (Other feed stock)

ที่ใช้กลั่น ณ เวลา t ของแต่ละโรงกลั่น

ตัวแปรตาม (Dependent variables) คือ ชนิดและปริมาณของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น ได้แก่ แก๊สแอลพีจี (LPG) แนฟทา (Naphtha) น้ำมันเบนซิน (Gasoline) น้ำมันเจทและเคโรซีน (Jet and Kerosene) น้ำมันดีเซล (Diesel) และน้ำมันเตา (Fuel oil)

ความสัมพันธ์ของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นกับชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเขียนได้ดังนี้

$$Y_{Lt} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

$$Y_{Nt} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

$$Y_{Bt} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

$$Y_{Kt} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

$$Y_{Dt} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

$$Y_{Ft} = f(X_{1t}, X_{2t}, X_{3t}, X_{4t}, X_{5t})$$

กำหนดให้ Y_{Lt} คือ ปริมาณก๊าซแอลพีจีที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

Y_{Nt} คือ ปริมาณเนฟทาที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

Y_{Bt} คือ ปริมาณน้ำมันเบนซินที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

Y_{Kt} คือ ปริมาณน้ำมันเจทและเคโรซีนที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t}
และ X_{5t}

Y_{Dt} คือ ปริมาณน้ำมันดีเซลที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

Y_{Ft} คือ ปริมาณน้ำมันเตาที่ได้จากการกลั่นน้ำมันดิบชนิด X_{1t} X_{2t} X_{3t} X_{4t} และ X_{5t}

ซึ่งเขียนเซตของระบบสมการได้ดังนี้

$$Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

$$Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

$$Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

$$Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

$$Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

$$Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

เมื่อกำหนดให้

β_1 คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลที่มีผลต่อปริมาณก๊าซแอลพีจี

β_2 คือ ค่าสัมประสิทธิ์ของน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางที่มีผลต่อปริมาณก๊าซแอลพีจี

5. คำนวณอัตราการทดแทนหน่วยสุดท้ายทางเทคนิคของแหล่งของน้ำมันดิบที่ใช้ถ่าน

ค่า β ที่ได้จากการประมาณค่าด้วยวิธี SUR คืออนุพันธ์ย่อยลำดับที่หนึ่งของการเปลี่ยนแปลงผลผลิต (∂y) ต่อการเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิต (∂x) ซึ่งก็คือผลผลิตเพิ่ม (Marginal product, MP) หรือเขียนเป็นสมการจะได้

$$\beta = \frac{\partial y}{\partial x} = MP \quad (3.4)$$

อัตราการทดแทนหน่วยสุดท้ายทางเทคนิค (Marginal rate of technical substitution, MRTS) ของปัจจัยการผลิตเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$MRTS_{x_1x_2} = -\frac{\Delta x_2}{\Delta x_1} = -\frac{MP_1}{MP_2} \quad (3.5)$$

เมื่อแทน MP ด้วย β จะได้

$$MRTS_{x_1x_2} = -\frac{\Delta x_2}{\Delta x_1} = -\frac{\beta_1}{\beta_2} \quad (3.6)$$

บทที่ 4

ข้อมูลทั่วไป

ในบทนี้จะนำเสนอข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับโรงกลั่นน้ำมันและข้อมูลเชิงปริมาณของโรงกลั่นน้ำมันทั้ง 7 แห่ง ซึ่งโรงกลั่นน้ำมันที่ทำการศึกษาคือโรงกลั่นน้ำมันประเภทคอมเพล็กซ์ 6 แห่งซึ่งมีเพียงโรงกลั่นระยองเพิอร์ฟายเออร์ (RPC) เป็นโรงกลั่นคอนเดนเสทซึ่งกลั่นแยกคอนเดนเสทให้เป็นน้ำมันสำเร็จรูปโดยอาศัยความแตกต่างกันของจุดเดือดของน้ำมันแต่ละประเภทและมีหน่วยการผลิตเฉพาะโรงกลั่นน้ำมัน (Crude distillation units) เท่านั้น

ข้อมูลทั่วไปเกี่ยวกับโรงกลั่นน้ำมัน

จากข้อมูลปี 2550 ถึง 2554 โรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งได้ใช้กำลังการผลิต (Utilization rate) มีค่าเฉลี่ยแบบถ่วงน้ำหนักร้อยละ 85.7 โดยโรงกลั่นน้ำมันที่ใช้กำลังการผลิตเต็มประสิทธิภาพ 100 เปอร์เซ็นต์ คือโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น ส่วนโรงกลั่นน้ำมันอื่นใช้กำลังการผลิตดังที่แสดงในตารางที่ 4.1

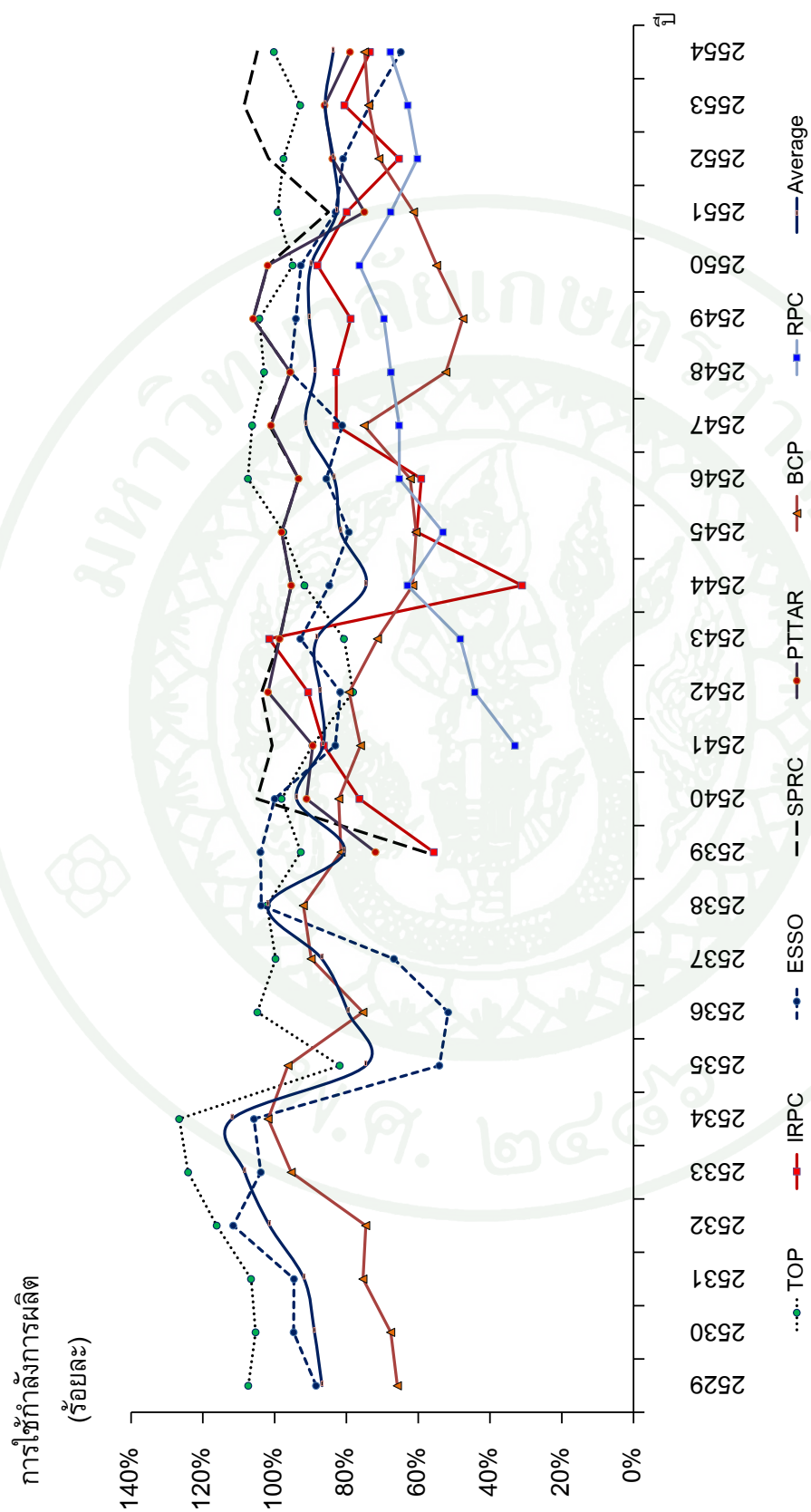
ตารางที่ 4.1 กำลังการผลิตเฉลี่ยของโรงกลั่นปี 2550 ถึง 2554

โรงกลั่น	ประเภทของโรงกลั่น	กำลังการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	การผลิตจริง (บาร์เรลต่อวัน)	ร้อยละ
TOP	คอมเพล็กซ์	275,000	256,131	97
IRPC	คอมเพล็กซ์	215,000	166,503	77
ESSO	คอมเพล็กซ์	170,000	132,391	79
SPRC	คอมเพล็กซ์	150,000	139,690	85
PTTAR	คอมเพล็กซ์	145,000	149,542	100
BCP	คอมเพล็กซ์	120,000	80,592	67
RPC	คอนเดนเสท เรซิดิว	17,000	11,382	67

ที่มา: จากการคำนวณ

จากภาพที่ 4.1 โรงกลั่นน้ำมันจะมีการเพิ่มหรือลดกำลังการผลิตเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์ที่สอดคล้องกับความต้องการของตลาดโดยโรงกลั่นจะคำนึงถึงความเหมาะสม (Optimization) ในการใช้กำลังการผลิต ให้ได้ประโยชน์สูงสุดจากการกลั่นเพื่อให้ได้มูลค่าผลผลิตที่ครอบคลุมต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ โดยธุรกิจการกลั่นน้ำมันจะพิจารณาผลตอบแทนจากค่าการกลั่น ในการปรับเพิ่มหรือลดกำลังการกลั่น หากคำนวณแล้วพบว่าค่าการกลั่นครอบคลุมต้นทุนผันแปรก็จะใช้กำลังการผลิตเพิ่มขึ้น จนกว่าต้นทุนหน่วยสุดท้าย (Marginal cost, MC) มีค่าเท่ากับกำไรหน่วยสุดท้าย (Marginal revenue, MR) แต่ถ้าคำนวณแล้วพบว่าค่าการกลั่นที่ได้ไม่ครอบคลุมต้นทุนผันแปรก็จะลดกำลังการผลิตเพื่อให้ขาดทุนน้อยที่สุด

อย่างไรก็ตาม โรงกลั่นน้ำมันจะไม่หยุดการผลิตทันทีเมื่อค่าการกลั่นที่คำนวณได้ไม่ครอบคลุมต้นทุนผันแปรเนื่องจากการขายผลิตภัณฑ์เป็นการขายที่มีสัญญาผูกมัดโรงกลั่นจึงต้องทำการกลั่นเพื่อส่งมอบผลิตภัณฑ์ให้กับลูกค้าตามสัญญา

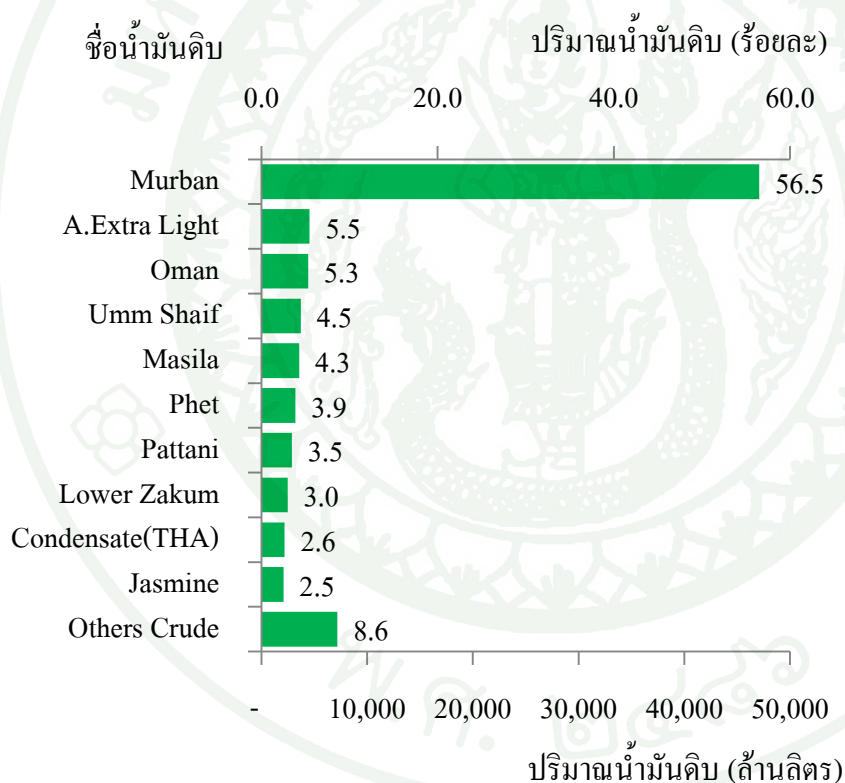


ภาพที่ 4.1 การใช้กำลังการผลิตของโรงพยาบาลในประเทศไทยปี 2529 ถึง 255

ข้อมูลเชิงปริมาณ

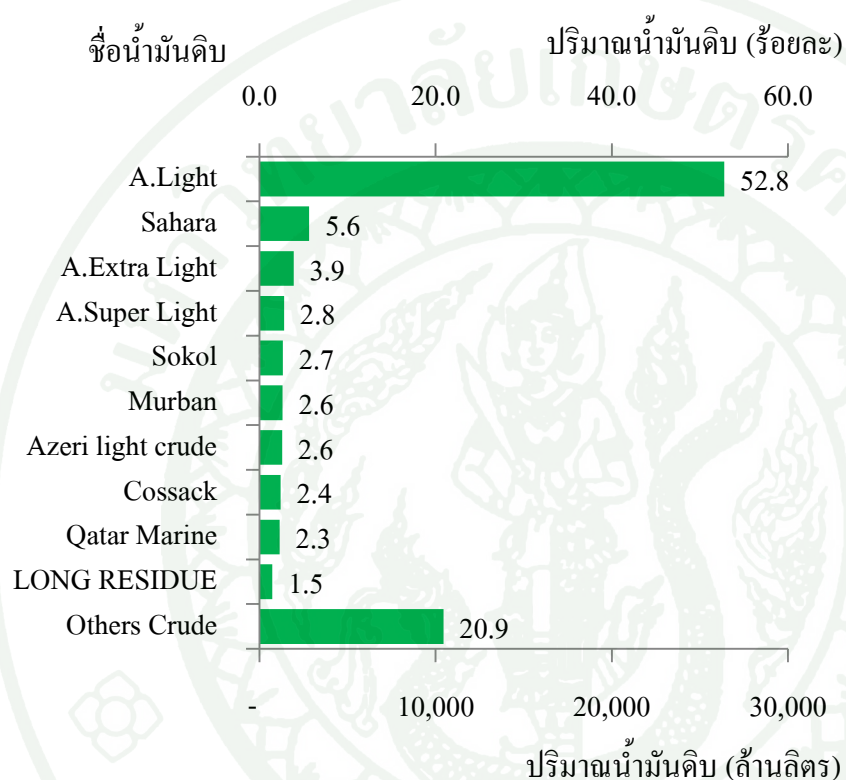
ปริมาณน้ำมันดิบแต่ละชนิดที่ใช้กลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 อ้างอิงจาก ตารางผนวกที่ ก 1 ถึง ตารางผนวกที่ ก 7 ของแต่ละโรงกลั่นน้ำมันมีดังนี้

โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 74,222 ล้านลิตร หรือ 467 ล้าน บาร์เรลหรือเฉลี่ยเท่ากับ 7.78 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบ Murban ร้อยละ 56.50 มาจากประเทศอาหรับเอมิเรตส์ น้ำมันดิบ Arab extra light ร้อยละ 5.47 มาจากประเทศซาอุดีอาระเบีย และน้ำมันดิบ Oman ร้อยละ 5.29 มาจากประเทศโอมาน ซึ่ง 3 ประเทศนี้อยู่ในแถบตะวันออกกลาง



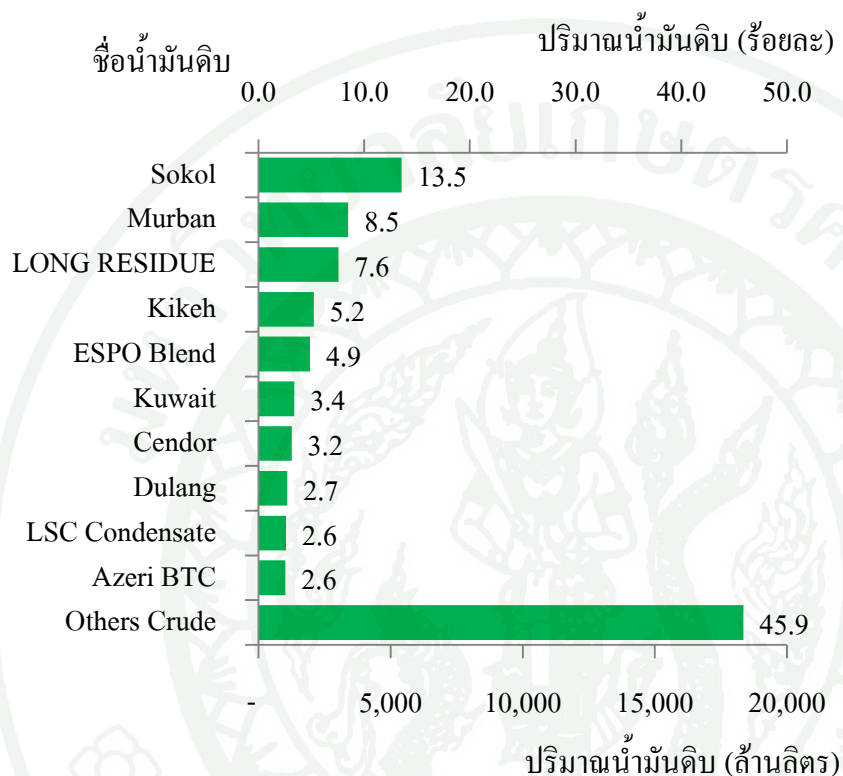
ภาพที่ 4.2 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 46,155 ล้านลิตร หรือ 290.3 ล้านบาร์เรล หรือเฉลี่ยเท่ากับ 4.84 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบ Arab light ร้อยละ 52.75 มาจากประเทศซาอุดีอาระเบีย น้ำมันดิบ Saharan ร้อยละ 5.65 มาจากประเทศแอลจีเรีย และน้ำมันดิบ Arab extra light ร้อยละ 3.89 มาจากประเทศซาอุดีอาระเบีย



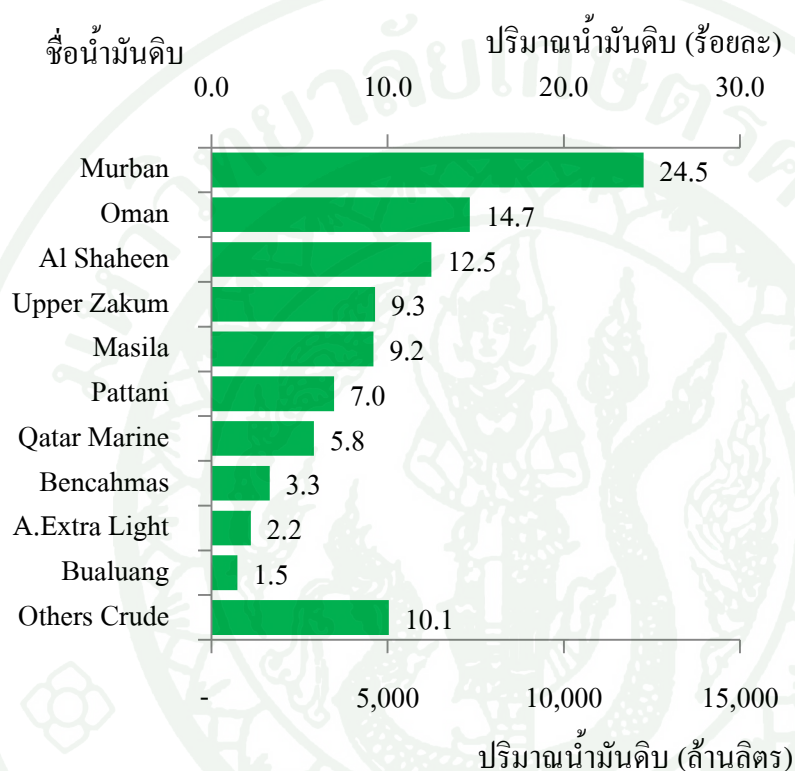
ภาพที่ 4.3 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซีใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554
ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 38,175 ล้านลิตร หรือ 240.11 ล้านบาร์เรล หรือเฉลี่ยเท่ากับ 4.00 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบ Sokol ร้อยละ 13.55 มาจากประเทศรัสเซีย น้ำมันดิบ Murban ร้อยละ 8.49 มาจากประเทศอาหรับเอมิเรสต์ และ Long residue ร้อยละ 7.56 มาจากประเทศอิหร่าน



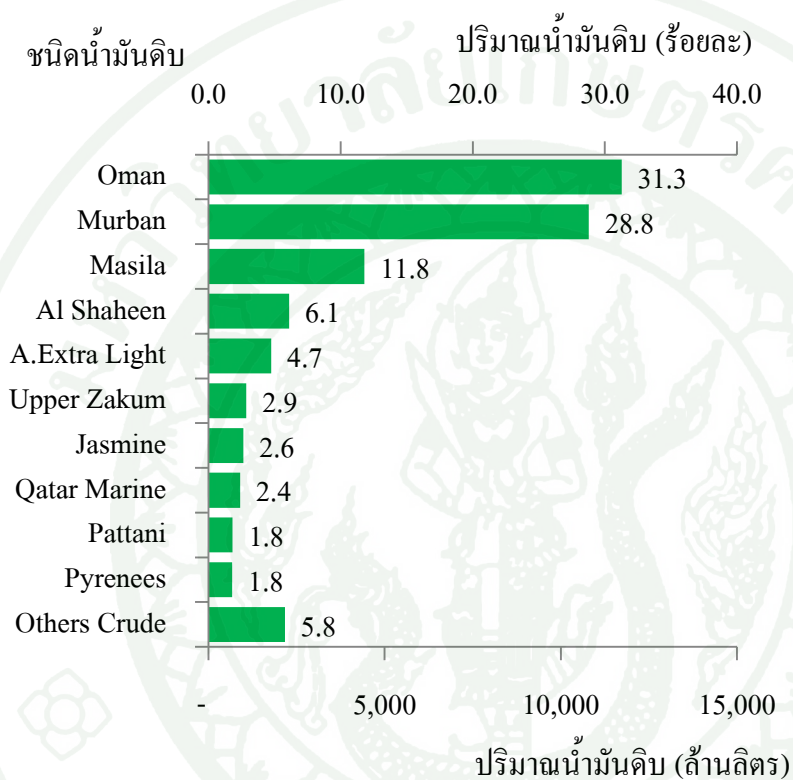
ภาพที่ 4.4 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 43,322 ล้านลิตร หรือ 272.49 ล้านบาร์เรล หรือเฉลี่ยเท่ากับ 4.54 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบ Murban ร้อยละ 24.52 มาจากประเทศอาหรับเอมิเรสต์ น้ำมันดิบ Oman ร้อยละ 14.67 มาจากประเทศโอมาน และ น้ำมันดิบ Al Shaheen ร้อยละ 12.48 มาจากประเทศกาตาร์



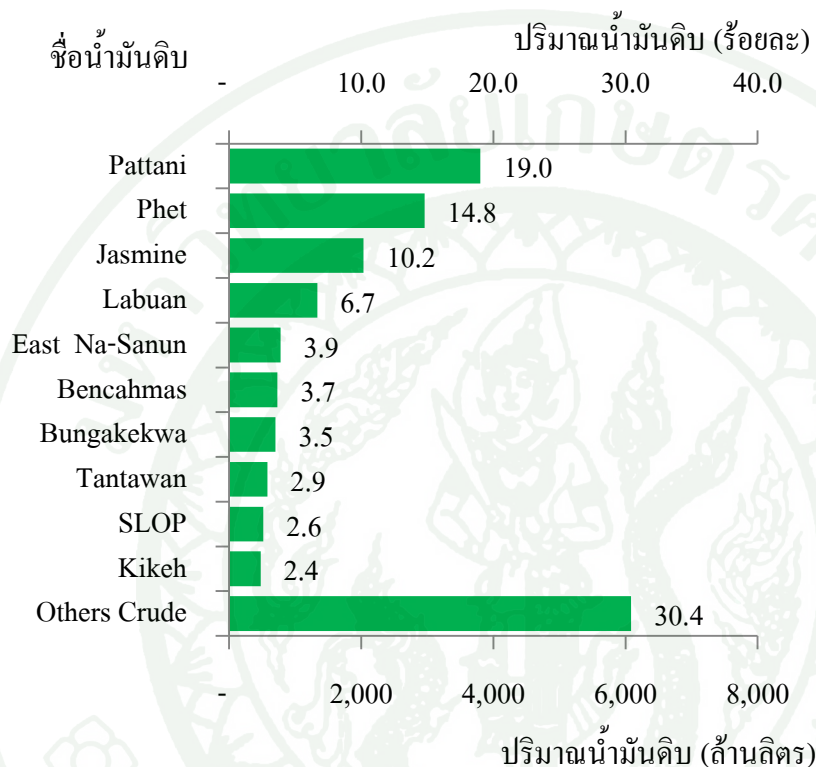
ภาพที่ 4.5 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิงใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554
ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 40,618 ล้านลิตร หรือ 255.48 ล้านบาร์เรล หรือเฉลี่ยเท่ากับ 4.26 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบ Oman ร้อยละ 31.27 มาจากประเทศโอมาน น้ำมันดิบ Murban ร้อยละ 28.79 มาจากประเทศอาหรับเอมิเรสต์ และ น้ำมันดิบ Masila ร้อยละ 11.80 มาจากประเทศเวียดนาม



ภาพที่ 4.6 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่นใช้กลั่นระหว่าง ปี 2550 ถึง 2554
ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นน้ำมันบางจาก ใช้น้ำมันดิบในการกลั่นทั้งหมด 23,433 ล้านลิตร หรือ 147.39 ล้านบาร์เรล หรือเฉลี่ยเท่ากับ 2.46 ล้านบาร์เรลต่อเดือน สัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้มากที่สุด 3 อันดับแรก ได้แก่ น้ำมันดิบปัตตานี ร้อยละ 19.00 น้ำมันดิบเพชร ร้อยละ 14.78 และ น้ำมันดิบแจสมิน ร้อยละ 10.17 ซึ่งเป็นน้ำมันดิบภายในประเทศ



ภาพที่ 4.7 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันบางจากใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ที่มา: จากการคำนวณ

โรงกลั่นระยองเพิ่อร์ฟายเออร์ ใช้เพียง Condensate residue เป็นวัตถุดิบในการผลิตปริมาณรวมจากปี 2550 ถึง 2554 เท่ากับ 3,296 ล้านลิตร หรือ 20.73 ล้านบาร์เรลหรือเฉลี่ยเท่ากับ 345,520 บาร์เรลต่อเดือน

จากข้อมูลปริมาณน้ำมันดิบแต่ละชนิดที่ใช้กลั่นของแต่ละโรงกลั่นพบว่าน้ำมันที่ใช้กลั่นมีหลายชนิด จึงต้องจัดกลุ่มน้ำมันดิบที่ให้มีตัวแปรเหมือนกันเพื่อจะได้นำตัวแปรนั้นมาวิเคราะห์และเปรียบเทียบกันได้ โดยอ้างอิงการจัดให้สอดคล้องกับข้อมูลจากกระทรวงพลังงานที่มีการจัดกลุ่มชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มาของน้ำมันดิบได้ดังนี้

ตารางที่ 4.2 การแบ่งกลุ่มน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มา

กลุ่มน้ำมันดิบ	แหล่งที่มา	รายชื่อน้ำมันดิบ
1. น้ำมันดิบจาก ตะวันออกไกล	บรูไน	Champion Seria light
	พม่า	Yatagun cond
	ฟิลิปปินส์	Palawan light
	มาเลเซีย	Dulang Kikeh Labuan Miri light
	เวียดนาม	Bach-Ho Masila Rang dong Song doc Sutuden
	สิงคโปร์	Singapore mixed
	อินโดนีเซีย	Badak Belida Camar crude Geragai Kaji semoga Madura Mudi Pangkah Senipah Walio mixed
2. น้ำมันดิบจาก ตะวันออกกลาง	กาตาร์	Al shaheen Deodorized field Qatar marine
	คูเวต	Kuwait
	ซาอุดีอาระเบีย	Arub extra light Arab light Arab medium
	เยเมน	Marib light Masila
	อาหรับเอมิเรตส์	Dubai Lower zakum Murban Umm shaif
	อิรัก	Basrah light
	อิหร่าน	Kangan
3. น้ำมันดิบจาก ภายในประเทศ	โอมาน	Oman
	ไทย	B.P. Bencahmas Condensate(THA) Jasmine Nang nuan North central Pattani Phet Sang kajai Wichean buri

ตารางที่ 4.2 (ต่อ)

กลุ่มน้ำมันดิบ	แหล่งที่มา	รายชื่อน้ำมันดิบ
4.น้ำมันดิบจากแหล่งอื่น ๆ	กาบอง	Manji Olende
	แคนาดา	Cold lake
	โคลัมเบีย	Castilla
	จีน	Cao fei dian North sea Panyu Peng lai
	ซาอุดี	Doba blend
	ซูดาน	Dar blend
	นิวซีแลนด์	Kupe Tui
	ไนจีเรีย	Agbami Braff river Qua iboe
	ปาปัวนิวกินี	Kutubu
	รัสเซีย	Azeri light crude Sakhalin vityaz Sokol Urals
	ลิเบีย	Bu attifel El sharara
	ออสเตรเลีย	Barrow Cossack Enfield Gipps land Laminaria
		North west shelf Pyrenees
	อาเซอร์ไบจาน	Azeri BTC Shah deniz
	เอกวาดอร์	Napo
	แองโกลา	Cabinda Girassol
5.วัตถุดิบอื่นๆ	ตุรกี	Long residue
	ไทย	Condensate residue High sulphur diesel
	บรูไน	Long residue
	ฟิลิปปินส์	Long residue
	มาเลเซีย	Heavy naphtha Waxy distillate
	รัสเซีย	Long residue
	สิงคโปร์	Products off spec Full range naphtha
	อียิปต์	Long residue
	โอมาน	Long residue

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน (2555)

ข้อมูลที่ได้จากการจัดกลุ่มน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มาตามตารางที่ 4.2 และการจัดกลุ่มผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่น จะได้ข้อมูลน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นเป็นรายเดือนตามภาคผนวก ข1 ถึง ข7 และเมื่อนำข้อมูลจากภาคผนวก ข1 ถึง ข7 มาคำนวณผลรวม จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 4.3 และผลการคำนวณค่าเฉลี่ยสัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มาของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 4.4

ข้อมูลจากภาคผนวก ข1 ถึง ข7 เมื่อนำมาคำนวณสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นจะได้ข้อมูลตามภาคผนวก ค1 ถึง ค7 และเมื่อนำข้อมูลจากภาคผนวก ค1 ถึง ค7 มาคำนวณค่าเฉลี่ยสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.3 ปริมาณน้ำมันดิบตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: ล้านลิตร)

โรงกลั่น	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่นๆ	วัตถุดิบอื่นๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันเตา	ดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
TOP	1,346	60,867	9,285	2,641	84	74,222	1,690	1,059	14,335	15,587	28,032	11,913	72,616
IRPC	4,751	31,610	89	8,448	1,257	46,155	1,596	1,699	4,388	193	21,398	13,031	42,304
ESSO	11,976	9,537	103	12,712	3,847	38,175	1,113	3,168	9,761	3,373	14,850	5,583	37,848
SPRC	904	35,153	6,029	1,150	85	43,322	1,881	3,909	8,348	4,115	17,038	6,744	42,036
PTTAR	504	36,484	2,039	1,546	45	40,618	2,367	10,275	1,672	5,176	19,468	7,191	46,149
BCP	5,326	377	14,521	1,664	1,546	23,433	134	762	4,956	2,470	9,616	6,151	24,089
RPC	0	0	0	0	3,296	3,296	0	549	2	0	2,663	61	3,275
รวม	24,807	174,028	32,065	28,161	10,159	269,220	8,782	21,420	43,462	30,914	113,067	50,673	268,317
ร้อยละ	9.21	64.64	11.91	10.46	3.77	100.00	3.27	7.98	16.20	11.52	42.14	18.89	100.00

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

จากตารางที่ 4.3 น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นมากที่สุด คือ น้ำมันดิบจากตะวันออกกลางคิดเป็นร้อยละ 64.6 และได้ผลิตภัณฑ์ดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 42.1 ซึ่งสรุปมาจากภาคผนวก ข

ตารางที่ 4.4 ค่าเฉลี่ยสัดส่วนของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจากแต่ละแหล่งและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของ
แต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: ร้อยละ)

แหล่งน้ำมันดิบ		TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ตะวันออก	Mean	1.81	10.29	31.37	2.09	1.24	22.73	0.00
ออกไกล	SD	30.6	112.2	122.3	26.6	17.4	54.2	11.0
ตะวันออก	Mean	82.01	68.49	24.98	81.14	89.82	1.61	0.00
ออกกลาง	SD	170.0	213.8	70.9	124.1	121.6	16.0	0.0
ภายใน	Mean	12.51	0.19	0.27	13.92	5.02	61.97	0.00
ประเทศ	SD	47.4	11.2	5.2	90.8	33.9	60.2	5.6
แหล่ง	Mean	3.56	18.30	33.30	2.66	3.81	7.10	0.00
อื่นๆ	SD	63.9	58.0	130.8	30.0	31.6	33.3	0.2
วัตถุดิบ	Mean	0.11	2.72	10.08	0.20	0.11	6.60	100*
อื่นๆ	SD	5.4	43.8	44.1	4.3	2.6	15.3	0.0

หมายเหตุ: * วัตถุดิบอื่น ๆ สำหรับโรงกลั่นระยองเพียวริฟายเออร์ (RPC) คือ คอนเดนเสท

ที่มา: จากการคำนวณข้อมูลดิบที่ได้จากกระทรวงพลังงาน (2555)

จากตารางที่ 4.4 แสดงให้เห็นว่าโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์(TOP) โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC) โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีฟินนิ่ง(SPRC) และ โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางในสัดส่วนที่สูงที่สุดคิดเป็นร้อยละ 82.01 68.49 81.14 และ 89.82 ตามลำดับ สำหรับโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่กลั่นน้ำมันจากแหล่งอื่นๆ มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 33.3 ส่วนโรงกลั่นบางจากกลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 61.97 และโรงกลั่นระยองเพียวริฟายเออร์ กลั่นคอนเดนเสทเพียงอย่างเดียว

ตารางที่ 4.5 ค่าเฉลี่ยสัดส่วนของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นและค่าเบี่ยงเบนมาตรฐานของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

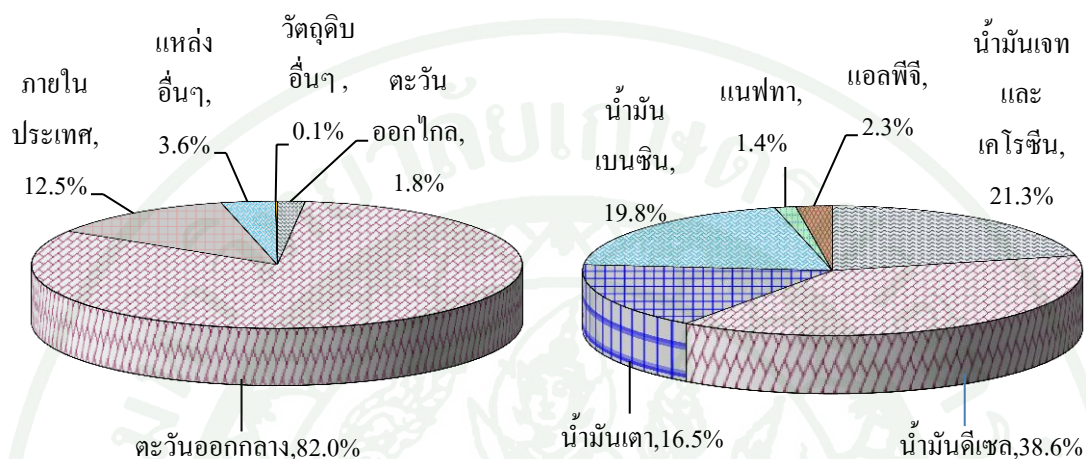
(หน่วย: ร้อยละ)

ชนิดของผลิตภัณฑ์		TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
แอลพีจี	Mean	2.34	3.71	2.9	4.41	5.6	0.57	0.0
	SD	9.2	11.5	4.8	10.2	10.9	1.1	0.0
แก๊ส	Mean	1.36	4.01	8.27	9.68	18.19	2.46	16.27
	SD	25.8	60.1	36.2	33.3	322.8	22.8	5.63
น้ำมันเบนซิน	Mean	19.84	10.49	26.8	19.28	4.09	21.11	0.05
	SD	43.5	18.4	31.4	65.9	38.9	32.0	0.2
น้ำมันเตาและเคโรซีน	Mean	21.32	0.47	8.82	9.77	11.66	10.19	0.0
	SD	51.0	4.3	13.2	25.1	31.1	13.0	0.0
น้ำมันดีเซล	Mean	38.58	50.82	38.45	40.65	43.88	38.94	81.85
	SD	65.6	62.5	54.8	40.5	82.3	54.1	8.5
น้ำมันเตา	Mean	16.55	30.5	14.75	16.21	16.58	26.73	1.82
	SD	40.2	43.0	23.0	20.7	25.9	38.3	0.6

ที่มา: จากการคำนวณข้อมูลดิบที่ได้จากกระทรวงพลังงาน (2555)

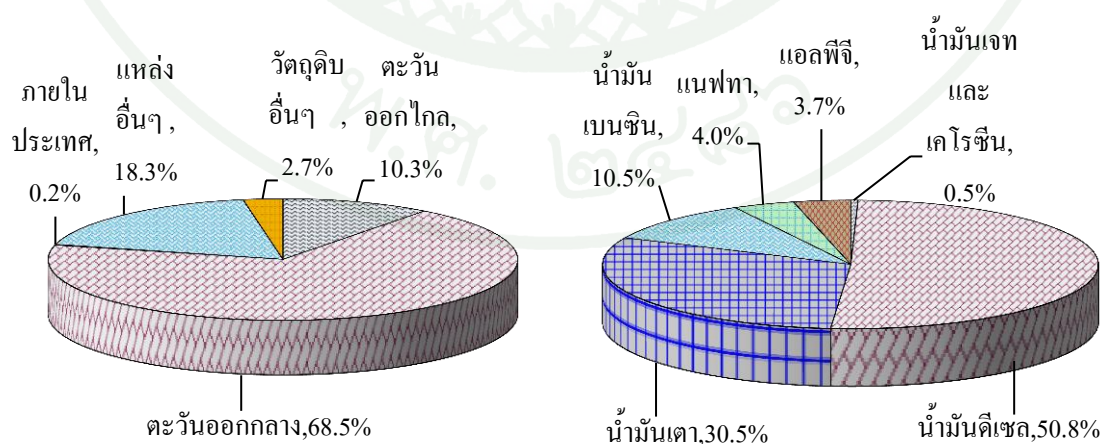
จากตารางที่ 4.5 แสดงให้เห็นว่าทุกโรงกลั่นน้ำมันกลั่นได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลในสัดส่วนที่สูงที่สุด เมื่อนำข้อมูลจากตารางที่ 4.4 และ 4.5 มาแสดงเป็นแผนภูมิวงกลมแยกแต่ละโรงกลั่นจะได้ข้อมูลดังนี้

โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 82.0 และกลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศร้อยละ 12.5 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 38.6 น้ำมันเจตและเคโรซีนร้อยละ 21.3 น้ำมันเบนซินร้อยละ 19.8 และ น้ำมันเตาร้อยละ 16.5 (ตามภาพที่ 4.8)



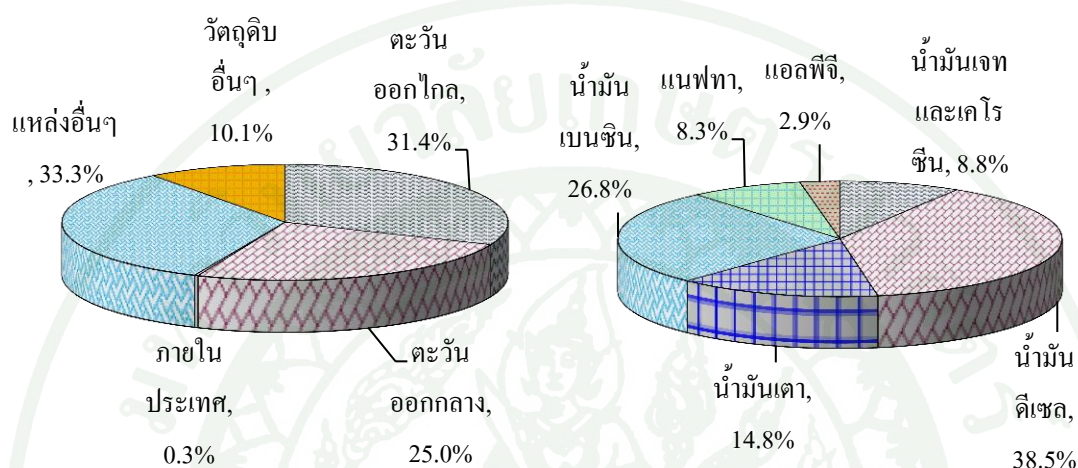
ภาพที่ 4.8 สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์

โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 68.5 กลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ ร้อยละ 18.3 และกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลร้อยละ 10.3 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 50.8 น้ำมันเตาร้อยละ 30.5 และน้ำมันเบนซินร้อยละ 10.5 (ตามภาพที่ 4.9)



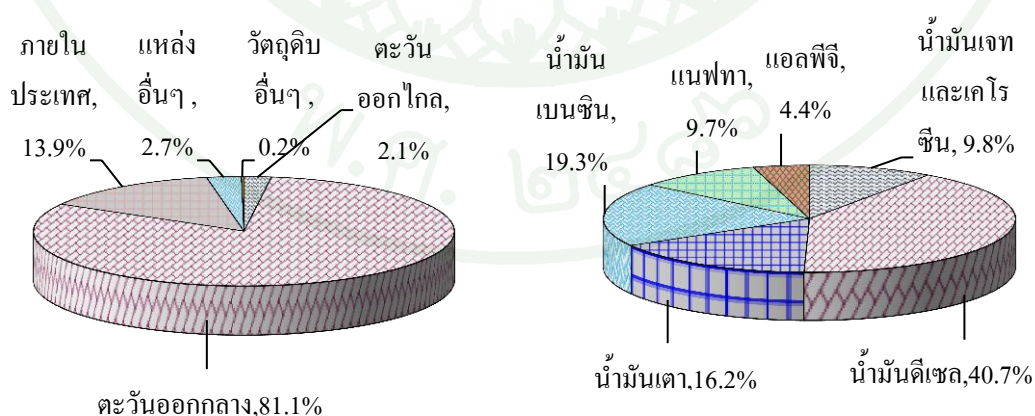
ภาพที่ 4.9 สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี

โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ กลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ มากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 33.3 กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลร้อยละ 31.4 และกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางร้อยละ 25.0 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 38.5 น้ำมันเบนซินร้อยละ 26.8 และน้ำมันเตาร้อยละ 14.8 (ตามภาพที่ 4.10)



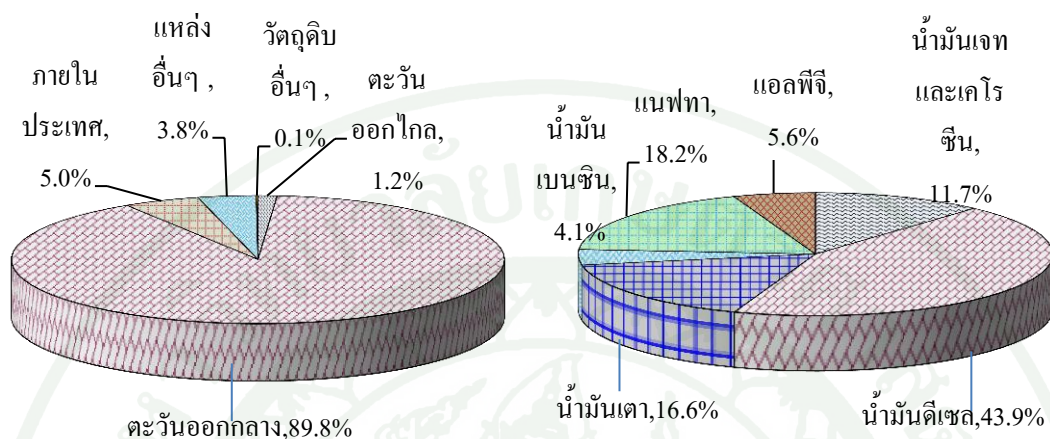
ภาพที่ 4.10 สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่

โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 81.1 กลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศร้อยละ 13.9 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 40.7 น้ำมันเบนซินร้อยละ 19.3 และน้ำมันเตาร้อยละ 16.2 (ตามภาพที่ 4.11)



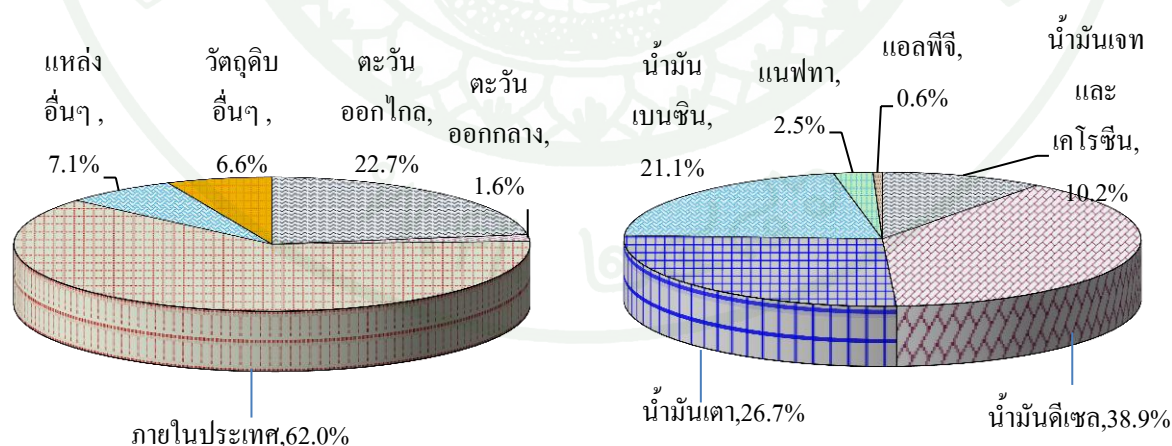
ภาพที่ 4.11 สัดส่วนแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่ง

โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางมากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 89.8 กลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศร้อยละ 5.0 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 43.9 แนฟทาร้อยละ 18.2 และน้ำมันเตาร้อยละ 16.6 (ตามภาพที่ 4.12)



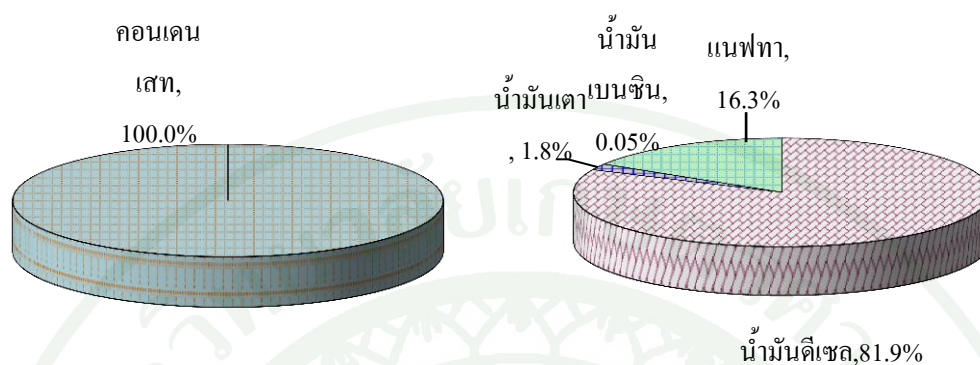
ภาพที่ 4.12 สัดส่วนแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น

โรงกลั่นน้ำมันบางจาก กลั่นน้ำมันดิบภายในประเทศมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 62.0 กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลร้อยละ 22.7 ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 38.9 น้ำมันเตาร้อยละ 26.7 น้ำมันเบนซินร้อยละ 21.1 (ตามภาพที่ 4.13)



ภาพที่ 4.13 สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก

โรงกลั่นระยองเพิ่ทวีฟายเออร์ กลั่นคอนเดนเสทจากภายในประเทศอย่างเดียวหรือคิดเป็น 100 เปอร์เซ็นต์ ได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันดีเซลมากที่สุดคิดเป็นร้อยละ 81.8 แอฟทาร์ร้อยละ 16.3 (ตามภาพที่ 4.14)



ภาพที่ 4.14 สัดส่วนของแหล่งน้ำมันดิบและสัดส่วนผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นระยองเพิ่ทวีฟายเออร์

การศึกษาข้อมูลราคาผลิตภัณฑ์

ข้อมูลจากภาคผนวก ง แสดงราคาผลิตภัณฑ์ที่โรงกลั่นใช้อ้างอิงเป็นรายเดือน ประกอบด้วย ราคาแก๊สแอลพีจี แอฟทา น้ำมันเบนซิน น้ำมันเจทและเคโรซีน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา เมื่อข้อมูลมาเฉลี่ยจะได้ดังนี้

ตารางที่ 4.6 ราคาผลิตภัณฑ์เฉลี่ยระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

ผลิตภัณฑ์	แอลพีจี	แอฟทา	น้ำมันเบนซิน	น้ำมันเจทและเคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา
ราคา	58.0	81.2	92.7	98.8	99.3	76.6

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลภาคผนวก

บทที่ 5

ผลการศึกษา

จากการศึกษาจะแบ่งผลการศึกษาออกเป็น 2 ส่วนดังนี้

ผลการศึกษาค่าการกลั่น

จากวิธีการคำนวณค่าการกลั่น (Gross refinery margin , GRM) ของแต่ละโรงกลั่นจากสูตรคำนวณ

$$\text{ค่าการกลั่น} = \text{มูลค่าผลิตภัณฑ์} - \text{ต้นทุนน้ำมันดิบ}$$

เมื่อคำนวณข้อมูลต้นทุนน้ำมันดิบ มูลค่าผลิตภัณฑ์ และ ค่าการกลั่นเป็นรายเดือนจะได้ข้อมูลตามผนวก จ และเมื่อนำข้อมูลมาคำนวณค่าเฉลี่ยจะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ค่าเฉลี่ยต้นทุนน้ำมันดิบ มูลค่าผลิตภัณฑ์ และค่าการกลั่น ปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย : เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

โรงกลั่นน้ำมัน		TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
มูลค่า	Mean	92.95	89.08	91.40	90.62	88.96	90.57	95.92
ผลิตภัณฑ์	SD	25.1	23.7	24.3	24.0	23.2	24.3	26.4
ต้นทุน	Mean	83.20	83.69	84.22	83.87	83.91	82.15	89.31
น้ำมันดิบ	SD	22.6	22.3	22.5	22.3	22.9	22.0	24.8
ค่าการกลั่น	Mean	9.75	5.39	7.18	6.76	5.05	8.42	6.60
	SD	4.6	5.7	6.9	8.5	8.9	4.0	3.3

ที่มา: จากการคำนวณ

จากตารางที่ 5.1 พบว่าโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) มีค่าการกลั่นเฉลี่ย 9.75 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ โดยกลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางคิด

เป็นร้อยละ 82.0 (อ้างอิงจากตารางที่ 4.4) ต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเท่ากับ 83.2 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นส่วนใหญ่เป็นกลุ่มที่มีราคาเฉลี่ยสูงได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเจทและเคโรซีน และน้ำมันเบนซินซึ่งมีราคาเท่ากับ 99.3 98.8 และ 92.8 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ (อ้างอิงจากตารางที่ 4.6) สัดส่วนของน้ำมันดีเซลคิดเป็นร้อยละ 38.6 น้ำมันเจทและเคโรซีนร้อยละ 21.3 และน้ำมันเบนซินร้อยละ 19.8 (อ้างอิงจากตารางที่ 4.5) จึงทำให้มูลค่าผลิตภัณฑ์รวมเท่ากับ 92.95 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล จึงส่งผลให้โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์มีค่าการกลั่นสูงสุดในช่วงเวลาที่ทำการศึกษา

ส่วนโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) มีค่าการกลั่นเฉลี่ย 5.05 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งต่ำกว่าโรงกลั่นอื่นๆ เนื่องจากกลั่นได้ผลิตภัณฑ์เนฟทาที่มีสัดส่วนสูงกว่าโรงกลั่นอื่น โดยคิดเป็นร้อยละ 18.2 ซึ่งราคาเนฟทาเฉลี่ยเท่ากับ 81.2 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล (อ้างอิงจากตารางที่ 4.6) แต่ไม่ได้หมายความว่าโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น มีกำไรจากการผลิตน้อยกว่าโรงกลั่นอื่นๆ เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น มีหน่วยเพิ่มมูลค่าของเนฟทาให้เป็นผลิตภัณฑ์กลุ่มอะโรมาติกส์ซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์กลุ่มที่มีมูลค่าสูง แต่ไม่ได้อยู่ในขอบเขตการศึกษาเพราะต้องการศึกษาเฉพาะส่วนของโรงกลั่นน้ำมันเท่านั้น ค่าการกลั่นของโรงกลั่นอื่นๆ อยู่ระหว่างค่าการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) ซึ่งมีค่าการกลั่นสูงสุด กับโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) ที่มีค่าการกลั่นต่ำที่สุด

โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC) มีค่าการกลั่นเฉลี่ย 5.39 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลั่นน้ำมันจากตะวันออกกลางร้อยละ 68.5 และได้น้ำมันดีเซลที่มีสัดส่วนสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ คือร้อยละ 50.8 แต่ก็ได้น้ำมันเตาร้อยละ 30.5 (อ้างอิงจากตารางที่ 4.5) ซึ่งสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ เช่นกัน และน้ำมันเตาเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีราคาเฉลี่ยเพียง 76.6 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล จึงทำให้ค่าการกลั่นมีค่าต่ำเมื่อเทียบกับโรงกลั่นอื่นๆ

โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ (ESSO) มีค่าการกลั่นเฉลี่ยเท่ากับ 7.18 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ และจากตะวันออกไกลสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ คือ ร้อยละ 33.3 และ 31.4 ตามลำดับ และได้สัดส่วนน้ำมันเบนซินร้อยละ 26.8 ซึ่งสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ

โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิ่งมีค่าการกลั่นเฉลี่ยเท่ากับ 6.75 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลั่นน้ำมันจากตะวันออกกลางร้อยละ 81.1 และได้น้ำมันดีเซลร้อยละ 40.7

โรงกลั่นน้ำมันบางจาก (BCP) มีค่าการกลั่นเฉลี่ยเท่ากับ 8.42 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศร้อยละ 62.0 ซึ่งสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ ทำให้ต้นทุนน้ำมันดิบเท่ากับ 82.15 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งต่ำกว่าทุกๆ โรงกลั่นและได้น้ำมันดีเซลร้อยละ 38.94 น้ำมันเบนซินร้อยละ 21.1 และเป็นโรงกลั่นที่มีค่าการกลั่นสูงเป็นอันดับที่ 2

โรงกลั่นระยองเพียวริฟายเออร์ (RPC) มีค่าการกลั่นเฉลี่ยเท่ากับ 6.60 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล โดยกลั่นคอนเดนเสท 100 เปอร์เซนต์ ซึ่งต้นทุนวัตถุดิบเฉลี่ยเท่ากับ 89.31 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล และได้น้ำมันดีเซลร้อยละ 81.95 โดยมูลค่าผลิตภัณฑ์เฉลี่ยเท่ากับ 95.92 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ซึ่งทั้งต้นทุนวัตถุดิบเฉลี่ยและมูลค่าผลิตภัณฑ์เฉลี่ยมีค่าสูงกว่าโรงกลั่นอื่นๆ

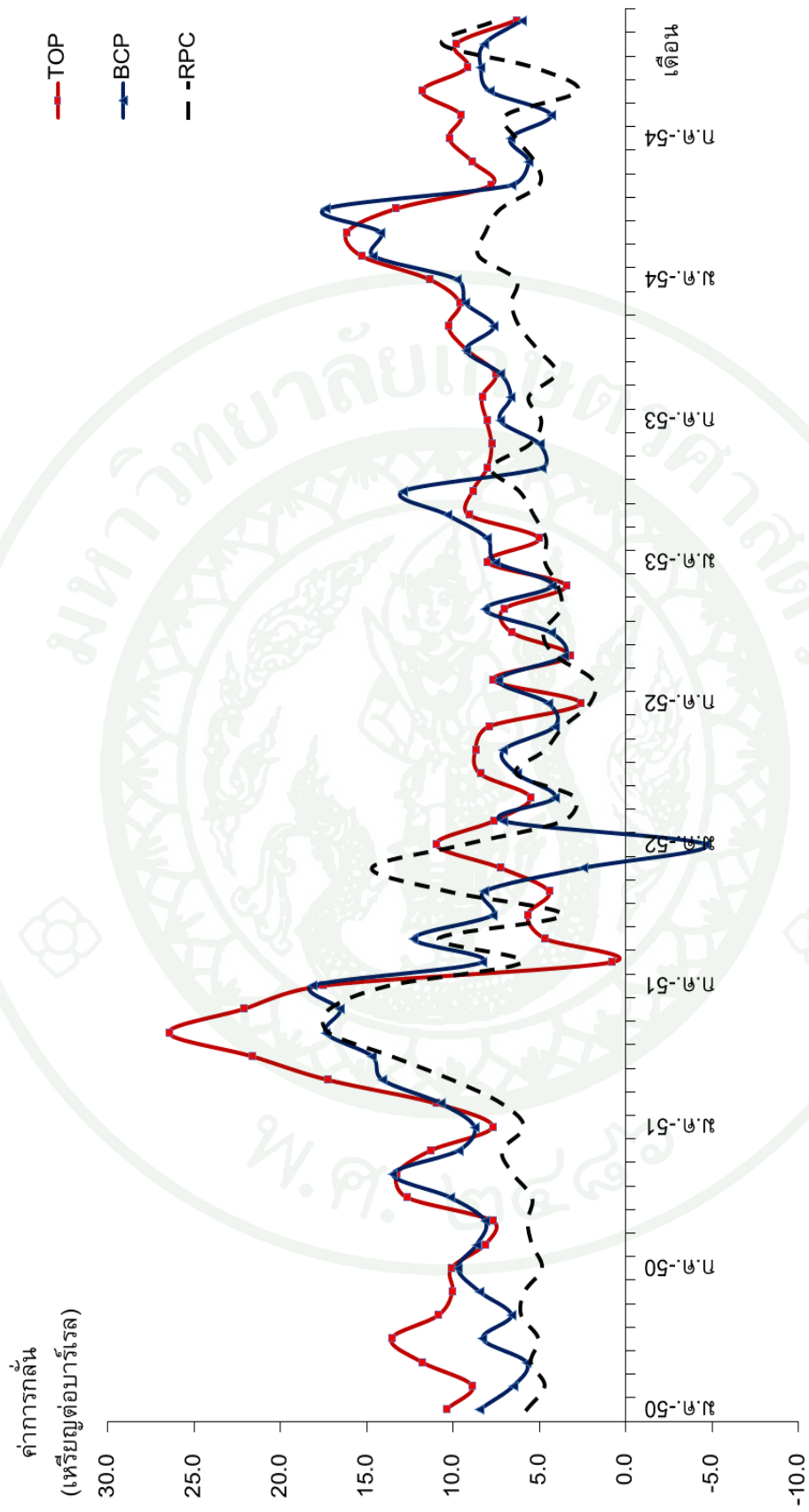
จากการศึกษาค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นสามารถจัดกลุ่มโรงกลั่นออกเป็น 2 กลุ่ม โดยพิจารณาจากค่าการกลั่นที่มีขนาดและทิศทางไปในทางเดียวกัน

กลุ่มที่ 1 ประกอบด้วย โรงกลั่นกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) โรงกลั่นน้ำมันบางจาก (BCP) และโรงกลั่นระยองเพียวริฟายเออร์ (RPC) ดังแสดงในภาพที่ 5.1 ค่าการกลั่นของโรงกลั่นในกลุ่มที่ 1 มีค่าเป็นบวกเกือบทั้งหมดยกเว้นค่าการกลั่นของโรงกลั่นบางจากในเดือนมกราคม 2552 เพียงค่าเดียว ปัจจัยที่ทำให้ค่าการกลั่นของโรงกลั่นเหล่านี้เป็นบวกเนื่องจากโรงกลั่นไทยออยล์สามารถกลั่นได้น้ำมันที่มีสัดส่วนน้ำมันเจตและเคโรซีนสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับโรงกลั่นอื่นและเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูง ส่วนโรงกลั่นน้ำมันบางจากใช้น้ำมันดิบภายในประเทศถึงร้อยละ 62.0 ทำให้มีต้นทุนน้ำมันดิบที่ต่ำที่สุดและโรงกลั่นน้ำมันระยองเพียวริฟายเออร์กลั่นได้น้ำมันดีเซลซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีราคาสูงที่สุด

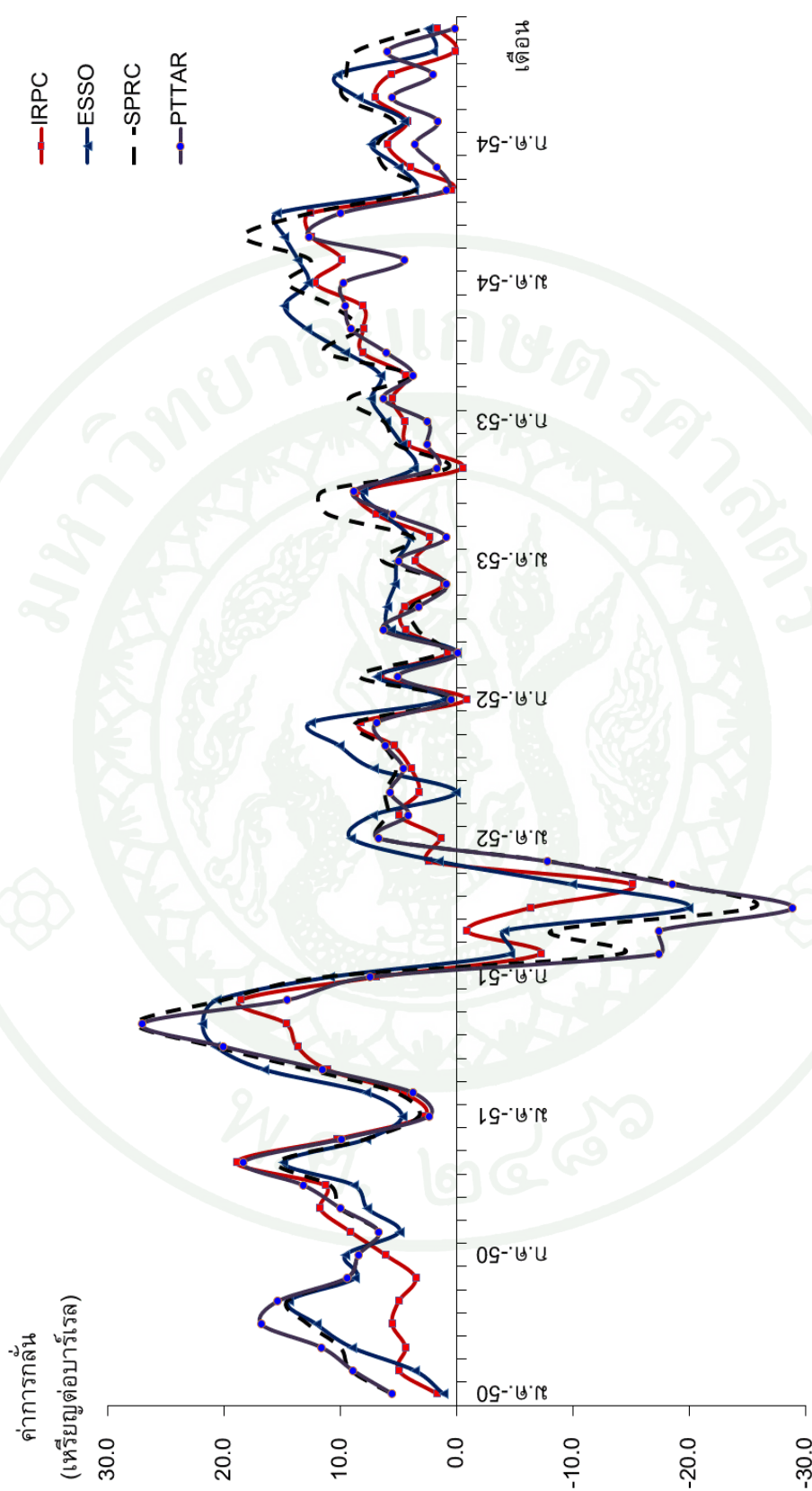
กลุ่มที่ 2 ประกอบด้วยโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC) โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ (ESSO) โรงกลั่นน้ำมันเอสพีอาร์ซี (SPRC) และโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) ดังแสดงในภาพที่ 5.2 ค่าการกลั่นของโรงกลั่นเหล่านี้มีความผันผวนกล่าวคือในช่วงในนี้ใช้น้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกกลางเป็นส่วนมากเมื่อราคาน้ำมันดิบมีความผันผวนทำให้ค่าการกลั่นปรับขึ้นลงตามราคาน้ำมันดิบโดยเฉพาะช่วงเดือน มกราคม ถึงเดือนธันวาคม 2551 ราคาน้ำมันดิบได้ปรับขึ้นลงเนื่องจากประเทศจีนต้องการสำรองน้ำมันเพื่อใช้ในการแข่งขันกีฬาโอลิมปิกในช่วงเดือนกันยายน 2551 ทำให้ราคาน้ำมันดิบปรับขึ้นอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ค่าการกลั่นเพิ่มขึ้นตามเนื่องจากได้กำไรจากสต็อก และหลังจากนั้นธนาคารและสถาบันการเงินที่สำคัญทั่วโลกรายงานยอดขาดทุนเนื่องจาก

ผลกระทบของวิกฤตซับไพรม์ (Subprime) ทำให้ราคาน้ำมันดิบลดลง ส่งผลให้ค่าการกลั่นมีค่าลดลง และติดลบเนื่องจากขาดทุนจากสต็อก และเนื่องจากโรงกลั่นในกลุ่มที่ 2 กลั่นน้ำมันดิบแล้วได้ผลิตภัณฑ์ที่มีสัดส่วนน้ำมันเตาและแนฟทาในสัดส่วนที่สูงกว่าในโรงกลั่นในกลุ่มที่ 1 ทำให้โรงกลั่นในกลุ่มที่ 2 มีมูลค่าผลิตภัณฑ์ต่ำกว่าโรงกลั่นกลุ่มที่ 1 จึงทำให้มีค่าการกลั่นที่ต่ำกว่าโรงกลั่นกลุ่มที่ 1





ภาพที่ 5.1 ค่าการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันกลุ่มที่ 1



ภาพที่ 5.2 ค่าการกลั่นของโรงกลั่นกลุ่มที่ 2

เมื่อนำค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นมาคำนวณกำไรขั้นต้นจะได้ข้อมูลตามภาพที่ 5.3



ภาพที่ 5.3 ค่าการกลั่นและกำไรขั้นต้นเฉลี่ยระหว่างปี 2550 ถึง 2554 ของแต่ละโรงกลั่น

จากภาพที่ 5.3 โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์มีกำไรขั้นต้นเฉลี่ยสูงที่สุดคิดเป็น 10.5 เปอร์เซ็นต์ และเมื่อนำค่ากำไรขั้นต้นของทุกโรงกลั่นมาเฉลี่ยจะได้เท่ากับ 7.7 เปอร์เซ็นต์

ผลการศึกษาอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น

จากการประมาณค่าสัมประสิทธิ์ (Coefficient) ที่แสดงความสัมพันธ์ของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นกับผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นได้ผลตามภาคผนวก จ เมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่า ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 90 95 และ 99 จากค่า P-value พบว่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป จะให้ค่าสัมประสิทธิ์จากการประมาณค่าสอดคล้องกับสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการผลิตจริง กล่าวคือ การกลั่นน้ำมันดิบ 1 ลิตรจะทำให้ได้ผลิตภัณฑ์รวมมีค่าเข้าใกล้ 1 ลิตรเสมอ ดังนั้นค่าสัมประสิทธิ์จากการประมาณค่าควรมีค่าอยู่ระหว่าง 0 ถึง 1 แต่ในบางกรณีที่ค่าสัมประสิทธิ์รวมกันได้มากกว่า 1 เกิดจากในบางเดือนที่ปริมาณน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นกับผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นมีค่าแตกต่างกันเนื่องมาจากโรงกลั่นน้ำมันอาจมีการหยุดซ่อมบำรุงทำให้ปริมาณดังกล่าวไม่สอดคล้องกับทางทฤษฎีได้

แบบจำลอง SUR แสดงความสัมพันธ์ของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นจากแหล่งต่างๆ (X_i) กับผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น (Y_i) ค่าสัมประสิทธิ์ที่มีนัยสำคัญจะบอกถึงสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมันชนิดนั้นๆ เมื่อนำมาแสดงโดยเขียนความสัมพันธ์ของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นกับผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นจะได้ผลดังนี้

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์

$$Y_L = -0.0183X_1 + 0.0188X_2 + 0.0615X_3 - 0.0061X_4 + 0.1158X_5 \quad (5.1)$$

$$(0.0372)^{ns} \quad (0.0033)^{**} \quad (0.0198)^{**} \quad (0.017)^{ns} \quad (0.2107)^{ns}$$

$$Y_N = 0.0414X_1 + 0.0253X_2 - 0.1235X_3 + 0.2316X_4 - 0.052X_5 \quad (5.2)$$

$$(0.0825)^{ns} \quad (0.0073)^{**} \quad (0.0438)^{ns} \quad (0.0377)^{**} \quad (0.4671)^{ns}$$

$$Y_B = 0.3305X_1 + 0.1692X_2 + 0.2996X_3 + 0.1589X_4 + 4.8065X_5 \quad (5.3)$$

$$(0.1374)^{*} \quad (0.0122)^{**} \quad (0.073)^{**} \quad (0.0628)^{*} \quad (0.7784)^{ns}$$

$$Y_J = 0.3232X_1 + 0.2167X_2 + 0.1634X_3 + 0.1901X_4 - 0.3227X_5 \quad (5.4)$$

$$(0.1316)^{*} \quad (0.0117)^{**} \quad (0.0699)^{*} \quad (0.0601)^{**} \quad (0.7454)^{ns}$$

$$Y_D = 0.4265X_1 + 0.3793X_2 + 0.3574X_3 + 0.3682X_4 + 0.525X_5 \quad (5.5)$$

$$(0.1455)^{**} \quad (0.0129)^{**} \quad (0.0773)^{**} \quad (0.0665)^{**} \quad (0.8238)^{ns}$$

$$Y_F = 0.1758X_1 + 0.1681X_2 + 0.0838X_3 + 0.2214X_4 - 0.3851X_5 \quad (5.6)$$

$$(0.1662)^{ns} \quad (0.0148)^{**} \quad (0.0883)^{ns} \quad (0.0759)^{**} \quad (0.941)^{ns}$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีนัยสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.5 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) ตะวันออกกลาง (X_2) ภายในประเทศ (X_3) และแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.4265 0.3793 0.3574 และ 0.3682 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.2 โดยตารางอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น จะยึดผลิตภัณฑ์ที่มีปัจจัยการผลิตสามารถทดแทนกันได้หลายปัจจัยการผลิตเป็นหลัก ส่วนปัจจัยการผลิตที่ไม่สามารถทดแทนกันได้จะไม่นำมาแสดงในตาราง ยกเว้นแต่ปัจจัยการผลิตนั้นๆ สามารถทดแทนกันได้สำหรับบางผลิตภัณฑ์

ตารางที่ 5.2 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS					
	MRTS _{X1X2}	MRTS _{X1X3}	MRTS _{X1X4}	MRTS _{X2X3}	MRTS _{X2X4}	MRTS _{X3X4}
แอลพีจี (Y_L)	NA	NA	NA	-0.31	NA	NA
แนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA	-0.11	NA
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	-1.95	-1.10	-2.08	-0.56	-1.06	-1.89
น้ำมันเจท/เคโรซีน (Y_K)	-1.49	-1.98	-1.70	-1.33	-1.14	-0.86
น้ำมันดีเซล (Y_D)	-1.12	-1.19	-1.16	-1.06	-1.03	-0.97
น้ำมันเตา (Y_P)	NA	NA	NA	NA	-0.76	NA

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัยสำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

การอธิบายค่าอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมัน จะยกตัวอย่างเพื่ออธิบายผลที่ได้จากการคำนวณให้เข้าใจอัตราการทดแทนของปัจจัยการผลิตต่อผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการผลิตของบางผลิตภัณฑ์เท่านั้น เช่น น้ำมันดีเซล น้ำมันเบนซิน หรือน้ำมันเตา เป็นต้น

จากตารางที่ 5.2 พบว่าการผลิตน้ำมันเบนซิน (Gasoline) และน้ำมันดีเซล (Gas Oil) ให้มีระดับผลผลิตคงที่สามารถเลือกชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเพื่อทดแทนกันได้หลายประเภท เช่น ใช้ น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) สามารถทดแทนน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) ($MRTS_{X1X4}$) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -2.08 ซึ่งหมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) 1 ลิตรจะสามารถลดน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) ลงได้ 2.08 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันเบนซินที่ได้จากการผลิตยังคงเท่าเดิม

ข้อมูลจากตารางยังแสดงให้เห็นว่า อัตราการทดแทนของน้ำมันดิบชนิดต่างๆ ที่ทำให้ระดับผลผลิตน้ำมันดีเซล (Gas Oil) มีระดับคงที่ มีค่าใกล้เคียง -1 ซึ่งหมายความว่าเมื่อกลั่นน้ำมันดิบชนิดหนึ่งเพิ่มขึ้น 1 ลิตร จะสามารถลดน้ำมันดิบอีกชนิดหนึ่งลงได้ 1 ลิตร โดยที่ระดับผลผลิตน้ำมันดีเซลมีค่าคงที่

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี

$$Y_L = 0.0553X_1 + 0.0293X_2 + 0.0637X_3 + 0.0479X_4 + 0.002X_5 \quad (5.7)$$

$$(0.0302)^{ns} \quad (0.0055)^{**} \quad (0.1236)^{ns} \quad (0.0217)^{*} \quad (0.0844)^{ns}$$

$$Y_N = 0.2774X_1 + 0.1138X_2 - 0.8389X_3 - 0.307X_4 - 0.4432X_5 \quad (5.8)$$

$$(0.1593)^{ns} \quad (0.029)^{**} \quad (0.6524)^{ns} \quad (0.1144)^{ns} \quad (0.4455)^{ns}$$

$$Y_B = 0.0764X_1 + 0.088X_2 + 0.311X_3 + 0.1325X_4 + 0.0419X_5 \quad (5.9)$$

$$(0.0461)^{ns} \quad (0.0084)^{**} \quad (0.189)^{ns} \quad (0.0332)^{**} \quad (0.1291)^{ns}$$

$$Y_J = -0.01X_1 + 0.0019X_2 + 0.0387X_3 + 0.0157X_4 + 0.0356X_5 \quad (5.10)$$

$$(0.0125)^{ns} \quad (0.0023)^{ns} \quad (0.0512)^{ns} \quad (0.009)^{ns} \quad (0.0349)^{ns}$$

$$Y_D = 0.4689X_1 + 0.4452X_2 + 0.3587X_3 + 0.431X_4 + 1.0877X_5 \quad (5.11)$$

$$(0.0729)^{**} \quad (0.0133)^{**} \quad (0.2987)^{ns} \quad (0.0524)^{**} \quad (0.204)^{ns}$$

$$Y_F = 0.2965X_1 + 0.2483X_2 + 0.2612X_3 + 0.3493X_4 + 0.6088X_5 \quad (5.12)$$

$$(0.0684)^{**} \quad (0.0125)^{**} \quad (0.2801)^{ns} \quad (0.0491)^{**} \quad (0.1913)^{**}$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีความสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.11 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) ตะวันออกกลาง (X_2) และแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.4689 0.4452 และ 0.431 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.3

ตารางที่ 5.3 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันน้ำมันไออาร์พีซี

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS				
	$MRTS_{X_1X_2}$	$MRTS_{X_1X_4}$	$MRTS_{X_2X_3}$	$MRTS_{X_2X_5}$	$MRTS_{X_3X_4}$
แอลพีจี (Y_L)	NA	NA	NA	-0.61	NA
เนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA	NA
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	NA	NA	NA	-0.66	NA
น้ำมันเจท/เคโรซีน (Y_K)	NA	NA	NA	NA	NA
น้ำมันดีเซล (Y_D)	-1.05	-1.09	NA	-1.03	NA
น้ำมันเตา (Y_F)	-1.19	-0.85	-0.49	-0.71	-0.41

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัยสำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.3 พบว่าการผลิตน้ำมันเตา (Fuel Oil) ให้มีระดับผลผลิตคงที่สามารถเลือกชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเพื่อทดแทนกันได้หลายประเภท เช่น ใช้ น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) สามารถทดแทนน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ($MRTS_{X_1X_2}$) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -1.19 ซึ่งหมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) 1 ลิตรจะสามารถลดน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ลงได้ 1.19 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันเตาที่ได้จากการผลิตยังคงเท่าเดิม ข้อมูลจากตารางยังแสดงให้เห็นว่า อัตราการทดแทนของน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) กับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) และกับน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) ($MRTS_{X_1X_2}$ และ $MRTS_{X_1X_4}$) และอัตราการทดแทนของน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) กับวัตถุดิบอื่นๆ (X_5) มีอัตราการทดแทนใกล้เคียง -1 ซึ่งหมายความว่าเมื่อกลั่นน้ำมันดิบชนิดหนึ่งเพิ่มขึ้น 1 ลิตร จะสามารถลดน้ำมันดิบอีกชนิดหนึ่งลงได้ 1 ลิตร โดยที่ระดับผลิตน้ำมันดีเซลมีค่าคงที่

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่

$$Y_L = 0.0328X_1 + 0.0342X_2 - 0.1969X_3 + 0.0243X_4 + 0.0274X_5 \quad (5.13)$$

$$(0.003)** \quad (0.0034)** \quad (0.0721)^{ns} \quad (0.0022)** \quad (0.0092)^{ns}$$

$$Y_N = -0.0368X_1 + 0.0895X_2 + 1.5946X_3 + 0.0823X_4 + 0.3938X_5 \quad (5.14)$$

$$(0.0403)^{ns} \quad (0.0449)* \quad (0.9551)^{ns} \quad (0.0294)^{ns} \quad (0.1217)**$$

$$Y_B = 0.2678X_1 + 0.3118X_2 + -0.5211X_3 + 0.2733X_4 + 0.0261X_5 \quad (5.15)$$

$$(0.0259)** \quad (0.0289)** \quad (0.6144)^{ns} \quad (0.0189)** \quad (0.0783)^{ns}$$

$$Y_J = 0.1013X_1 + 0.1157X_2 - 0.4448X_3 + 0.0819X_4 + 0.0161X_5 \quad (5.16)$$

$$(0.0088)** \quad (0.0098)** \quad (0.2088)^{ns} \quad (0.0064)** \quad (0.0266)^{ns}$$

$$Y_D = 0.4715X_1 + 0.3232X_2 + 1.2418X_3 + 0.3991X_4 + 0.2502X_5 \quad (5.17)$$

$$(0.0207)** \quad (0.023)** \quad (0.4904)^{ns} \quad (0.0151)** \quad (0.0625)**$$

$$Y_F = 0.1119X_1 + 0.1471X_2 + 0.0137X_3 + 0.1289X_4 + 0.3095X_5 \quad (5.18)$$

$$(0.0161)** \quad (0.018)** \quad (0.3824)^{ns} \quad (0.0118)** \quad (0.0487)**$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีความสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.17 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) ตะวันออกกลาง (X_2) น้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) และวัตถุดิบอื่นๆ (X_5) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.4715 0.3232 0.3991 และ 0.2502 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS				
	$MRTS_{X_1X_2}$	$MRTS_{X_1X_4}$	$MRTS_{X_2X_3}$	$MRTS_{X_2X_5}$	$MRTS_{X_3X_4}$
แอลพีจี (Y_L)	-0.96	-1.35	NA	-1.41	NA
เนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA	-0.23
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	-0.86	-0.98	NA	-1.14	NA
น้ำมันเจท/เคโรซีน (Y_K)	-0.88	-1.24	NA	NA	NA
น้ำมันดีเซล (Y_D)	-1.46	-1.18	-1.88	-0.81	-1.29
น้ำมันเตา (Y_F)	-0.76	-0.87	-0.36	-1.14	-0.48

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัยสำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.4 พบว่าการผลิตน้ำมันดีเซล (Gasoline) และ น้ำมันเตา (Fuel Oil) ให้มีระดับผลผลิตคงที่สามารถเลือกชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเพื่อทดแทนกันได้หลายประเภท เช่น ใช้ น้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ทดแทนน้ำมันดิบภายในประเทศ (X_3) ($MRTS_{X_2X_3}$) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -1.88 ซึ่งหมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) 1 ลิตรจะสามารถลดน้ำมันดิบภายในประเทศ (X_3) ลงได้ 1.88 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันดีเซลที่ได้จากการผลิตยังคงเท่าเดิม ข้อมูลจากตารางยังแสดงให้เห็นว่า อัตราการทดแทนของน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) กับน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) ($MRTS_{X_1X_4}$) สามารถทดแทนกันได้ตามอัตราการทดแทนที่แสดงในตารางโดยที่ให้ระดับผลผลิตแอลพีจี น้ำมันเบนซิน น้ำมันเจทและเคโรซีน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา มีระดับคงที่

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง

$$Y_L = 0.0303X_1 + 0.0328X_2 + 0.0977X_3 + 0.0926X_4 - 0.0335X_5 \quad (5.19)$$

$$(0.0343)^{ns} \quad (0.0018)^{**} \quad (0.0097)^{**} \quad (0.0258)^{ns} \quad (0.1792)^{ns}$$

$$Y_N = -0.0565X_1 + 0.1329X_2 - 0.1725X_3 + 0.243X_4 + 0.0483X_5 \quad (5.20)$$

$$(0.1296)^{ns} \quad (0.0069)^{**} \quad (0.0367)^{ns} \quad (0.0977)^{ns} \quad (0.6778)^{ns}$$

$$Y_B = 0.4032X_1 + 0.1254X_2 + 0.59X_3 - 0.0264X_4 + 0.6659X_5 \quad (5.21)$$

$$(0.2034)^{*} \quad (0.0108)^{**} \quad (0.0576)^{ns} \quad (0.1532)^{ns} \quad (1.0636)^{ns}$$

$$Y_J = 0.2814X_1 + 0.0957X_2 + 0.0129X_3 + 0.3578X_4 - 0.0538X_5 \quad (5.22)$$

$$(0.1299)^{*} \quad (0.0069)^{**} \quad (0.0368)^{ns} \quad (0.0979)^{**} \quad (0.6792)^{ns}$$

$$Y_D = 0.7053X_1 + 0.4035X_2 + 0.2199X_3 + 0.7143X_4 - 0.5343X_5 \quad (5.23)$$

$$(0.1547)^{**} \quad (0.0082)^{**} \quad (0.0438)^{**} \quad (0.1165)^{**} \quad (0.8089)^{ns}$$

$$Y_F = -0.0813X_1 + 0.1709X_2 + 0.0664X_3 + 0.3108X_4 - 0.2954X_5 \quad (5.24)$$

$$(0.1092)^{ns} \quad (0.0058)^{**} \quad (0.0309)^{**} \quad (0.0823)^{**} \quad (0.5711)^{ns}$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีความสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.23 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) ตะวันออกกลาง (X_2) น้ำมันดิบภายในประเทศ (X_3) และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.7053 0.4035 0.2199 และ 0.7143 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.5

ตารางที่ 5.5 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปโตรเลียม
รีไฟน์นิง

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS					
	MRTS _{X1X2}	MRTS _{X1X3}	MRTS _{X1X4}	MRTS _{X2X4}	MRTS _{X2X5}	MRTS _{X4X5}
แอลพีจี (Y _L)	NA	NA	NA	-0.34	NA	NA
แนฟทา (Y _N)	NA	NA	NA	NA	NA	NA
น้ำมันเบนซิน (Y _B)	-3.22	NA	NA	NA	NA	NA
น้ำมันเจท/เคโรซีน (Y _K)	-2.94	NA	-0.79	NA	-0.27	NA
น้ำมันดีเซล (Y _D)	-1.75	-3.21	-0.99	-1.83	-0.56	-0.31
น้ำมันเตา (Y _F)	NA	NA	NA	-2.57	-0.55	-0.21

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณ
ไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัย
สำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.5 พบว่าการผลิตน้ำมันดีเซล (Gas Oil) ให้มีระดับผลผลิตคงที่สามารถเลือก
ชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเพื่อทดแทนกันได้หลายประเภท เช่น ใช้น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล
(X₁) ทดแทนน้ำมันดิบภายในประเทศ (X₃) (MRTS_{X1X3}) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -3.21 ซึ่ง
หมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X₁) 1 ลิตรจะสามารถลดน้ำมันดิบ
ภายในประเทศ (X₃) ลงได้ 3.21 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันดีเซลที่ได้จากการผลิตยังคงเท่าเดิม ข้อมูล
จากตารางยังแสดงให้เห็นว่า อัตราการทดแทนของน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X₁) กับน้ำมันดิบ
จากตะวันออกกลาง (X₂) (MRTS_{X1X2}) สามารถทดแทนกันได้ ในอัตราการทดแทนที่มีค่าสูงดังแสดง
ในตารางโดยที่ให้ระดับ น้ำมันเบนซิน น้ำมันเจทและเคโรซีน และน้ำมันดีเซลมีระดับผลผลิตที่คงที่

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น

$$Y_L = 0.0544X_1 + 0.0487X_2 + 0.2169X_3 + 0.0484X_4 - 0.329X_5 \quad (5.25)$$

(0.0844)^{ns} (0.0034)** (0.0451)** (0.0436)^{ns} (0.5543)^{ns}

$$Y_N = 0.3526X_1 + 0.1572X_2 + 0.4521X_3 + 0.642X_4 - 1.112X_5 \quad (5.26)$$

(0.6426)^{ns} (0.0261)** (0.3434)^{ns} (0.3316)^{ns} (4.2178)^{ns}

$$Y_B = -0.1929X_1 + 0.0779X_2 - 0.5326X_3 - 0.1103X_4 + 4.271X_5 \quad (5.27)$$

(0.1991)^{ns} (0.0081)** (0.1064)^{ns} (0.1027)^{ns} (1.3068)^{ns}

$$Y_J = 0.49X_1 + 0.1172X_2 + 0.1962X_3 + 0.2117X_4 - 0.8559X_5 \quad (5.28)$$

(0.1801)^{ns} (0.0073)** (0.0962)* (0.0929)^{ns} (1.1819)^{ns}

$$Y_D = 0.8164X_1 + 0.4183X_2 + 1.2671X_3 + 0.8374X_4 - 2.2689X_5 \quad (5.29)$$

(0.323)** (0.0131)** (0.1726)^{ns} (0.1666)** (2.12)^{ns}

$$Y_F = 0.1804X_1 + 0.1821X_2 + 0.0528X_3 + 0.2191X_4 - 0.6547X_5 \quad (5.30)$$

(0.1468)^{ns} (0.006)** (0.0784)^{ns} (0.0757)** (0.9636)^{ns}

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีความสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.28 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) ตะวันออกกลาง (X_2) และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.8164 0.4183 และ 0.8374 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.6

ตารางที่ 5.6 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์ และการกลั่น

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS			
	$MRTS_{X_1X_2}$	$MRTS_{X_1X_4}$	$MRTS_{X_2X_4}$	$MRTS_{X_2X_5}$
แอลพีจี (Y_L)	NA	NA	-0.22	NA
แนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	NA	NA	NA	NA
น้ำมันเจท/เคโรซีน (Y_K)	NA	NA	-0.60	NA
น้ำมันดีเซล (Y_D)	-1.95	-0.97	NA	-0.50
น้ำมันเตา (Y_F)	NA	NA	NA	-0.83

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณ ไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัยสำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.6 พบอัตราการทดแทนของน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) กับน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ($MRTS_{X_1X_2}$) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -1.95 ซึ่งหมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) 1 ลิตรจะสามารถลดน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ลงได้ 1.95 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันดีเซลที่ได้จากการผลิตยังคงเท่าเดิม

แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก

$$Y_L = 0.0038X_1 + 0.0071X_2 + 0.004X_3 + 0.0089X_4 + 0.0235X_5 \quad (5.31)$$

$$(0.0025)^{ns} \quad (0.0089)^{ns} \quad (0.0017)^* \quad (0.0047)^{ns} \quad (0.0108)^*$$

$$Y_N = 0.0694X_1 + 0.5574X_2 + 0.0251X_3 + 0.2196X_4 - 0.3348X_5 \quad (5.32)$$

$$(0.0371)^{ns} \quad (0.1322)^{**} \quad (0.0249)^{ns} \quad (0.0693)^{**} \quad (0.1599)^{ns}$$

$$Y_B = 0.2437X_1 + 0.8945X_2 + 0.1522X_3 + 0.4843X_4 + 0.1798X_5 \quad (5.33)$$

$$(0.0506)^{**} \quad (0.1806)^{**} \quad (0.034)^{**} \quad (0.0947)^{**} \quad (0.2184)^{ns}$$

$$Y_J = 0.1248X_1 + 0.3082X_2 + 0.0873X_3 + 0.0603X_4 + 0.2231X_5 \quad (5.34)$$

$$(0.0206)^{**} \quad (0.0733)^{**} \quad (0.0138)^{**} \quad (0.0384)^{ns} \quad (0.0887)^*$$

$$Y_D = 0.5071X_1 + 1.1642X_2 + 0.4781X_3 + 0.4167X_4 - 0.6926X_5 \quad (5.35)$$

$$(0.0553)^{**} \quad (0.1971)^{ns} \quad (0.0371)^{**} \quad (0.1033)^{**} \quad (0.2383)^{ns}$$

$$Y_F = -0.0118X_1 - 0.2305X_2 + 0.3058X_3 + 0.0551X_4 + 1.125X_5 \quad (5.36)$$

$$(0.06)^{ns} \quad (0.2139)^{ns} \quad (0.0403)^{**} \quad (0.1121)^{ns} \quad (0.2587)^{ns}$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีความสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.35 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) น้ำมันดิบภายในประเทศ (X_3) และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.5071 0.4781 และ 0.4167 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.7 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก

MRTS ผลิตภัณฑ์	MRTS								
	MRTS _{X1X2}	MRTS _{X1X3}	MRTS _{X1X4}	MRTS _{X1X5}	MRTS _{X2X3}	MRTS _{X2X4}	MRTS _{X2X5}	MRTS _{X3X4}	MRTS _{X3X5}
แอลพีจี (Y_L)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	-0.17
แนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA	NA	-2.54	NA	NA	NA
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	-0.27	-1.60	-0.50	NA	-5.88	-1.85	NA	-0.31	NA
น้ำมันเจท /เคโรซีน (Y_K)	-0.40	-1.43	NA	-0.56	-3.53	NA	-1.38	NA	-0.39
น้ำมันดีเซล (Y_D)	NA	-1.06	-1.22	NA	NA	NA	NA	-1.15	NA
น้ำมันเตา (Y_F)	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณ

ไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัย
สำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.7 พบว่าโรงกลั่นน้ำมันบางจากสามารถเลือกใช้น้ำมันดิบในการกลั่นได้
หลากหลายโดยที่ระดับผลผลิตยังคงที่ เช่น การผลิตน้ำมันเบนซิน (Gasoline) ให้มีระดับผลผลิตคงที่
สามารถเลือกชนิดของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นเพื่อทดแทนกันได้หลายประเภท ตัวอย่างการ ใช้น้ำมันดิบ
จากตะวันออกไกล (X_1) สามารถทดแทนน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ($MRTS_{X1X2}$) โดยมีอัตรา
การทดแทนเท่ากับ -0.27 ซึ่งหมายความว่า เมื่อเพิ่มการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) 1 ลิตร
จะสามารถลดน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ลงได้ 0.27 ลิตร โดยที่ปริมาณน้ำมันเบนซินที่ได้
จากการผลิตยังคงเท่าเดิม

โรงกลั่นระยองเพิ่ทวีฟายเออร์

เมื่อใช้โปรแกรมทางสถิติศึกษาแบบสมการพบว่าโปรแกรมไม่สามารถคำนวณค่า
สัมประสิทธิ์ได้ เนื่องจากโรงกลั่นระยองเพิ่ทวีฟายเออร์ใช้คอนเดนเสทเพียงอย่างเดียวเป็นวัตถุดิบ
ในการกลั่น ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นประกอบด้วย แนฟทาร้อยละ 16.3 น้ำมันดีเซลร้อยละ 81.9
และน้ำมันเตาร้อยละ 1.8 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นสามารถอธิบายความสัมพันธ์ได้ดังนี้
การกลั่นคอนเดนเสท 1 ลิตร จะได้ผลิตภัณฑ์ แนฟทา 0.163 ลิตร ดีเซล 0.819 ลิตร และ น้ำมันเตา 0.018

ลิตร ตามลำดับ ดังนั้นจึงไม่สามารถศึกษาอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของโรงกลั่นระยองเพียวรีฟายเออร์ได้

แบบจำลอง SUR รวมของทุกโรงกลั่น

$$Y_L = 0.05006X_1 + 0.0434X_2 - 0.0175X_3 + 0.0354X_4 - 0.0458X_5 \quad (5.37)$$

$$(0.0139)^{**} \quad (0.0044)^{**} \quad (0.0253)^{ns} \quad (0.0097)^{**} \quad (0.0267)^{ns}$$

$$Y_N = -0.3515X_1 + 0.222X_2 - 0.616X_3 + 0.4418X_4 - 0.1095X_5 \quad (5.38)$$

$$(0.298)^{ns} \quad (0.0947)^{*} \quad (0.543)^{ns} \quad (0.209)^{*} \quad (0.5748)^{ns}$$

$$Y_B = 0.2677X_1 + 0.1595X_2 + 0.0813X_3 + 0.223X_4 + 0.0114X_5 \quad (5.39)$$

$$(0.0732)^{**} \quad (0.0232)^{**} \quad (0.1331)^{ns} \quad (0.051)^{**} \quad (0.1408)^{ns}$$

$$Y_J = 0.1039X_1 + 0.1222X_2 + 0.1794X_3 + 0.0729X_4 - 0.074X_5 \quad (5.40)$$

$$(0.0437)^{*} \quad (0.0138)^{**} \quad (0.0795)^{*} \quad (0.0306)^{*} \quad (0.0842)^{ns}$$

$$Y_D = 0.6914X_1 + 0.3618X_2 + 0.5959X_3 + 0.4586X_4 + 0.0909X_5 \quad (5.41)$$

$$(0.0661)^{**} \quad (0.0209)^{**} \quad (0.1202)^{**} \quad (0.0463)^{**} \quad (0.1273)^{ns}$$

$$Y_F = 0.0357X_1 + 0.1884X_2 + 0.1525X_3 + 0.1471X_4 + 0.7822X_5 \quad (5.42)$$

$$(0.0583)^{ns} \quad (0.0184)^{**} \quad (0.1059)^{ns} \quad (0.0407)^{**} \quad (0.1121)^{**}$$

หมายเหตุ: ค่าที่อยู่ในวงเล็บคือค่า Standard Error (SE)

โดยที่ *และ** คือค่าสัมประสิทธิ์ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 และ 99 ตามลำดับ

ns คือ ค่าสัมประสิทธิ์ที่ไม่มีนัยสำคัญ ย่อมาจาก not significant

จากสมการที่ 5.41 แสดงให้เห็นว่าน้ำมันดิบจากแหล่งตะวันออกไกล (X_1) น้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) น้ำมันดิบภายในประเทศ (X_3) และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ (X_4) มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซล (Y_D) สูงที่สุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 99 โดยมีค่าสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.6914 0.3618 0.5959 และ 0.4586 ตามลำดับ

เมื่อนำสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 ขึ้นไป มาคำนวณอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายตามของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา สมการที่ 3.6 จะได้ข้อมูลตามตารางที่ 5.8

ตารางที่ 5.8 อัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของโรงกลั่นรวม

ผลิตภัณฑ์	MRTS						
	MRTS _{X1X2}	MRTS _{X1X3}	MRTS _{X1X4}	MRTS _{X2X4}	MRTS _{X2X5}	MRTS _{X3X4}	MRTS _{X4X5}
แอลพีจี (Y_L)	-1.15	NA	-1.41	NA	-1.23	NA	NA
เนฟทา (Y_N)	NA	NA	NA	NA	-0.50	NA	NA
น้ำมันเบนซิน (Y_B)	-1.68	NA	-1.20	NA	-0.71	NA	NA
น้ำมันเจท/เคโร							
ซีน (Y_K)	-0.85	-0.58	-1.43	-0.68	-1.68	NA	-2.46
น้ำมันดีเซล (Y_D)	-1.91	-1.16	-1.51	-0.61	-0.79	NA	-1.30
น้ำมันเตา (Y_F)	NA	NA	NA	NA	-1.28	-0.24	NA

หมายเหตุ: NA ย่อมาจากคำว่า Not Available หมายความว่า น้ำมันดิบจากแหล่งที่นำมาคำนวณ ไม่สามารถทดแทนกันได้ เนื่องจากค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากแบบจำลอง SUR ไม่มีนัยสำคัญที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95

จากตารางที่ 5.8 แสดงให้เห็นว่าการผลิตน้ำมันดีเซล และน้ำมันเจทและเคโรซีน สามารถเลือกปัจจัยผลิตทดแทนกันได้หลายชนิด เช่น ใช้น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) ทดแทนน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) โดยมีอัตราการทดแทนเท่ากับ -1.91 สามารถอธิบายอัตราการทดแทนทางเทคนิคหน่วยสุดท้ายของแหล่งน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นได้ว่า เมื่อเพิ่มปริมาณการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล (X_1) 1 ลิตรสามารถลดปริมาณการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง (X_2) ลงได้ 1.91 ลิตร โดยที่ระดับผลผลิตของน้ำมันดีเซลยังคงเท่าเดิม

บทที่ 6

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

สรุปผลการศึกษา

ค่าการกลั่นเฉลี่ยของทุกโรงกลั่นในช่วงปี 2550 ถึง 2554 มีค่าเท่ากับ 7.02 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล หรือคิดเป็นกำไรขั้นต้นเท่ากับ 7.67 เปอร์เซ็นต์ โดยโรงกลั่นที่มีค่าการกลั่นสูงที่สุดคือโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ มีค่าการกลั่นเฉลี่ยเท่ากับ 9.75 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล หรือคิดเป็นกำไรขั้นต้นเท่ากับ 10.49 เปอร์เซ็นต์ เนื่องจากโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ได้ผลิตภัณฑ์ที่มีราคาเฉลี่ยสูง ได้แก่ น้ำมันดีเซล น้ำมันเจตและเคโรซีน และน้ำมันเบนซิน ซึ่งมีราคาเท่ากับ 99.3 98.8 และ 92.8 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ตามลำดับ สัดส่วนของน้ำมันดีเซลคิดเป็นร้อยละ 38.6 น้ำมันเจตและเคโรซีนร้อยละ 21.3 และน้ำมันเบนซินร้อยละ 19.8 ตามลำดับ

นอกจากนี้ยังสามารถแบ่งโรงกลั่นออกเป็น 2 กลุ่ม โดยพิจารณาจากค่าการกลั่นที่มีขนาดและทิศทางไปในทางเดียวกัน กลุ่มที่ 1 ประกอบด้วย โรงกลั่นกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP) โรงกลั่นน้ำมันบางจาก (BCP) และโรงกลั่นระยองเพียวริฟายเออร์ (RPC) ซึ่งมีค่าการกลั่นส่วนมากเป็นบวก และกลุ่มที่ 2 ประกอบด้วยโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC) โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ (ESSO) โรงกลั่นน้ำมันเอสพีอาร์ซี (SPRC) และโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR) ซึ่งมีค่าการกลั่นติดลบในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนธันวาคม 2551

ข้อมูลจากแบบจำลอง SUR รวมของทุกโรงกลั่นพบว่า น้ำมันดิบจากตะวันออกไกล น้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง น้ำมันดิบภายในประเทศ และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ มีความสัมพันธ์กับน้ำมันดีเซลสูงสุดในทิศทางเดียวกัน ที่ระดับความเชื่อมั่นร้อยละ 95 โดยมีค่าประมาณการสัมประสิทธิ์เท่ากับ 0.6914 0.3618 0.5959 และ 0.4586 ตามลำดับ เมื่อนำค่าสัมประสิทธิ์ที่ได้จากการประมาณค่าจากแบบจำลอง SUR รวมของทุกโรงกลั่นมาคำนวณอัตราทดแทนทางเทคนิค หน่วยสุดท้ายของน้ำมันดิบที่ใช้กลั่น พบว่าพบว่าน้ำมันดิบจากตะวันออกไกลสามารถทดแทนน้ำมันดิบจากตะวันออกกลาง น้ำมันดิบภายในประเทศ และน้ำมันดิบจากแหล่งอื่นๆ ได้ซึ่งมีอัตราทดแทนเท่ากับ -1.91 -1.16 และ -1.51 ตามลำดับ โดยที่ระดับผลผลิตน้ำมันดีเซลยังมีค่าคงที่

ข้อเสนอแนะ

1. โรงกลั่นน้ำมันที่มีค่าการกลั่นต่ำควรเพิ่มสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่มีราคาสูงกว่าน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นได้แก่ น้ำมันเบนซิน น้ำมันเจทและเคโรซีน และน้ำมันดีเซล พร้อมทั้งปรับลดสัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่มีราคาต่ำกว่าต้นทุนน้ำมันดิบ ซึ่งได้แก่ ก๊าซแอลพีจี แนฟทา และน้ำมันเตา โดยการเพิ่มสัดส่วนการกลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกไกล และน้ำมันดิบภายในประเทศให้มากขึ้น เนื่องจากเมื่อกลั่นแล้วจะได้ผลิตภัณฑ์ดีเซลในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้น พร้อมทั้งควบคุมต้นทุนน้ำมันดิบไม่ให้สูงขึ้นจะทำให้ค่าการกลั่นเพิ่มขึ้นได้

2. โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ โรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง และโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น กลั่นน้ำมันดิบจากตะวันออกกลางในสัดส่วนที่สูงที่สุดคิดเป็นร้อยละ 82.01 68.49 81.14 และ 89.82 ตามลำดับ โรงกลั่นบางจาก กลั่นน้ำมันดิบจากภายในประเทศคิดเป็นร้อยละ 61.97 และโรงกลั่นระยองเพียวรีฟายเออร์ กลั่นคอนเดนเสท 100 เปอร์เซนต์ โรงกลั่นที่กล่าวถึงทั้งหมดควรเพิ่มสัดส่วนการกลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งต่างๆ เพิ่มเติมเพราะการกลั่นน้ำมันดิบโดยการฟังกาหรือฟูกาคน้ำมันดิบจากแหล่งเดียวในสัดส่วนที่สูงจะมีความเสี่ยงในการขาดแคลนน้ำมันดิบได้ และการกลั่นน้ำมันดิบจากแหล่งใหม่ๆ ก็เพื่อจะได้มีปัจจัยการผลิตที่สามารถทดแทนกันได้ ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยง การขาดแคลนน้ำมันดิบ ในกรณีที่ไม่สามารถจัดหาน้ำมันดิบจากแหล่งที่ใช้กลั่นในสัดส่วนที่สูงที่สุดได้

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555. สรุปการผลิต นำเข้า จำหน่าย และส่งออก
น้ำมันเชื้อเพลิง (Online). www.doeb.go.th/index_t.php, 1 สิงหาคม 2555.

เกียรติชาย ไมตรีวงษ์. 2553. **PTIT Training courses: Fundamental of Petroleum
Economics**. สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. (อัดสำเนา)

จุฬาลักษณ์ นิยมลาภรัตน์. 2552. ศึกษาประสิทธิภาพเชิงเทคนิคในการดำเนินงานของ
บริษัทกลุ่มปิโตรเลียมที่จดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์แห่งประเทศไทย. วิทยานิพนธ์
เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ธนาคารแห่งประเทศไทย. 2555. **FM_FX_001_S3 อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยของธนาคารพาณิชย์ใน
กรุงเทพมหานคร (2545-ปัจจุบัน)** (Online).
www2.bot.or.th/statistics/ReportPage.aspx?reportID=123&language=th, 1 สิงหาคม 2555.

บัณฑิต ชัยวิชญชาติ. 2551. **เศรษฐกิจ I**. กรุงเทพมหานคร: มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

บรรจง นุหิรัญ. 2551. **โรงกลั่นน้ำมัน** (Online). www.vcharkarn.com/vblog/37277/27,
1 สิงหาคม 2555.

ไพฑูรย์ ไกรพรศักดิ์. 2548. **เศรษฐกิจเบื้องต้น**. พิมพ์ครั้งที่ 2. คณะเศรษฐศาสตร์
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ภัทรีณี คงชู. 2551. **ศึกษาปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อราคาน้ำมันขายปลีกโดยการวิเคราะห์
การถดถอยแบบหลายตัวแปร**. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาสถิติ,
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

เรวัตร ธรรมมาภิรมย์. 2544. **เศรษฐมิติ**. ภาควิชาเศรษฐศาสตร์. คณะเศรษฐศาสตร์.
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

เรืองศักดิ์ จิตรัตน์สกุล. 2552. **PTIT Training courses: Petroleum Business**.
สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. (อัดสำเนา)

วันรักษ์ มิ่งมณีนาคิน. 2553. **หลักเศรษฐศาสตร์จุลภาค**. พิมพ์ครั้งที่ 19.
กรุงเทพมหานคร: มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ศุภชาติ สุขารมณ. 2555. **เศรษฐศาสตร์ธุรกิจองค์การ**. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
(อัดสำเนา).

สินีนัด โพธิชัย. 2550. **การประหยัดต่อขนาดในอุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันดิบของ
ประเทศไทย**. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์,
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สราวุธ แก้วดาทิพย์. 2549. “แนวโน้มราคาน้ำมันและการใช้พลังงานในอนาคต.”
ทิศทางพลังงาน. กรุงเทพมหานคร: 98 -100.

อักรพงศ์ อ้นทอง. 2550. **คู่มือการใช้โปรแกรม EViews เบื้องต้น: สำหรับการ
วิเคราะห์ทางเศรษฐมิติ**. สถาบันวิจัยสังคม มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

อารี วิบูลย์พงศ์. 2549. **เศรษฐมิติประยุกต์สำหรับการตลาดเกษตร**. ภาควิชา
เศรษฐศาสตร์เกษตร คณะเกษตรศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.

Anon. 2012. **Refinery** (Online). <http://en.wikipedia.org/wiki/Refinery>, 30 August 2012.

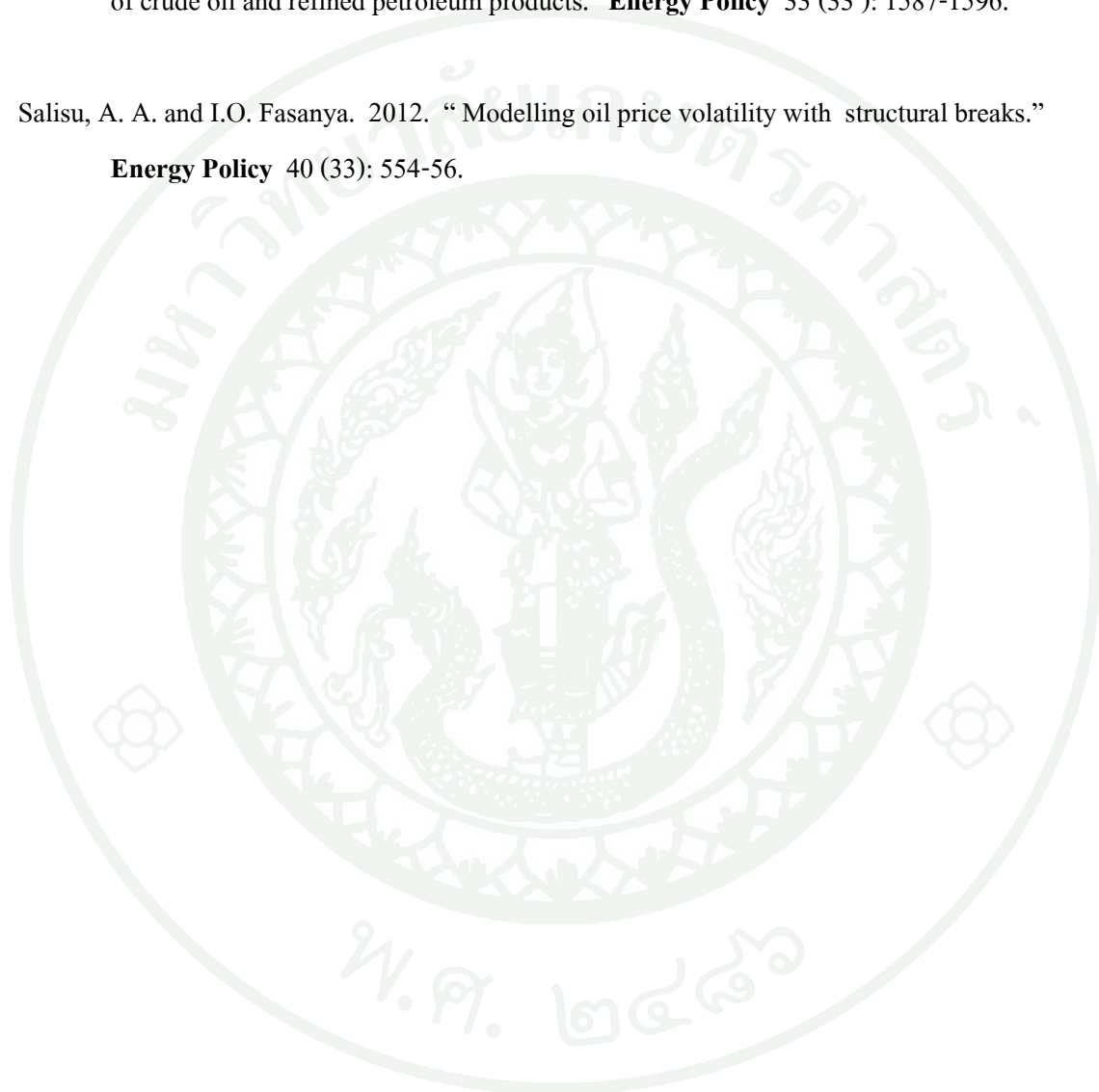
_____. 2006. **Oil Market Report** (Online).

http://omrpublic.iea.org/glossary_sec.asp?G_FLPE=Refining, 30 August 2012.

Asche, F. *et al.* 2003. "Price relationships in the petroleum market: an analysis of crude oil and refined product prices." **Energy Economics** 58 (25): 289-301.

Kaufmann, R. K. and C. Laskowski. 2005. "Causes for an asymmetric relation between the price of crude oil and refined petroleum products." **Energy Policy** 33 (33): 1587-1596.

Salisu, A. A. and I.O. Fasanya. 2012. "Modelling oil price volatility with structural breaks." **Energy Policy** 40 (33): 554-56.







ตารางผนวกที่ ก 1 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ใช้กลั่นระหว่างปี
2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Murban	41,937	56.50	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Arub extra light	4,058	5.47	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Oman	3,926	5.29	โอมาน	ตะวันออกกลาง
Umm shaif	3,313	4.46	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Masila	3,174	4.28	เวียดนาม	ตะวันออกกลาง
Phet	2,861	3.85	ไทย	ภายในประเทศ
Pattani	2,561	3.45	ไทย	ภายในประเทศ
Lower zakum	2,201	2.96	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Condensate(THA)	1,945	2.62	ไทย	ภายในประเทศ
Jasmine	1,857	2.50	ไทย	ภายในประเทศ
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	6,390	8.61		
รวม	74,222	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 2 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมัน ไออาร์พีซีใช้กลั่นระหว่างปี
2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Arab light	24,347	52.75	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Saharan	2,606	5.65	แอลจีเรีย	แหล่งอื่นๆ
Arab extra light	1,794	3.89	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Arab super light	1,292	2.80	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Sokol	1,229	2.66	รัสเซีย	แหล่งอื่นๆ
Murban	1,213	2.63	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Azeri light crude	1,185	2.57	รัสเซีย	แหล่งอื่นๆ
Cossack	1,113	2.41	ออสเตรเลีย	แหล่งอื่นๆ
Qatar marine	1,064	2.30	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
LONG RESIDUE	670	1.45	อิหร่าน	วัตถุดิบอื่นๆ
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	9,640	20.9		
รวม	46,155	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 3 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ใช้กลั่นระหว่างปี
2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Sokol	5,171	13.55	รัสเซีย	แหล่งอื่นๆ
Murban	3,241	8.49	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Long residue	2,886	7.56	อิหร่าน	วัตถุดิบอื่นๆ
Kikeh	2,000	5.24	มาเลเซีย	ตะวันออกไกล
ESPO blend	1,862	4.88	รัสเซีย	แหล่งอื่นๆ
Kuwait	1,294	3.39	คูเวต	ตะวันออกกลาง
Cendor	1,203	3.15	มาเลเซีย	ตะวันออกไกล
Dulang	1,040	2.72	มาเลเซีย	ตะวันออกไกล
LSC condensate	989	2.59	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
Azeri BTC	974	2.55	อาเซอร์ไบจาน	แหล่งอื่นๆ
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	17,514	45.9		
รวม	38,175	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 4 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิงที่ใช้กลั่น
ระหว่างปี 2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Murban	10,622	24.52	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Oman	6,354	14.67	โอมาน	ตะวันออกกลาง
Al shaheen	5,409	12.48	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
Upper zakum	4,020	9.28	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Masila	3,981	9.19	เวียดนาม	ตะวันออกกลาง
Pattani	3,016	6.96	ไทย	ภายในประเทศ
Qatar marine	2,522	5.82	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
Bencahmas	1,434	3.31	ไทย	ภายในประเทศ
Arab extra light	966	2.23	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Bualuang	639	1.47	ไทย	ภายในประเทศ
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	4,359	10.1		
รวม	43,322	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 5 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น
ที่ใช้กลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Oman	12,699	31.27	โอมาน	ตะวันออกกลาง
Murban	11,693	28.79	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Masila	4,795	11.80	เวียดนาม	ตะวันออกกลาง
Al shaheen	2,477	6.10	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
Arab extra light	1,927	4.74	ซาอุดีอาระเบีย	ตะวันออกกลาง
Upper zakum	1,163	2.86	อาหรับเอมิเรตส์	ตะวันออกกลาง
Jasmine	1,072	2.64	ไทย	ภายในประเทศ
Qatar marine	973	2.40	กาตาร์	ตะวันออกกลาง
Pattani	741	1.83	ไทย	ภายในประเทศ
Pyrenees	729	1.79	ออสเตรเลีย	แหล่งอื่นๆ
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	2,348	5.8		
รวม	40,618	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 6 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นน้ำมันบางจากที่ใช้กลั่นระหว่างปี
2550 ถึง 2554

ชื่อน้ำมันดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Pattani	4,453	19.00	ไทย	ภายในประเทศ
Phet	3,465	14.78	ไทย	ภายในประเทศ
Jasmine	2,384	10.17	ไทย	ภายในประเทศ
Labuan	1,562	6.67	มาเลเซีย	ตะวันออกไกล
East Na-Sanun	914	3.90	ไทย	ภายในประเทศ
Bencahmas	858	3.66	ไทย	ภายในประเทศ
Bungakekwa	823	3.51	เวียดนาม	ตะวันออกไกล
Tantawan	679	2.90	ไทย	ภายในประเทศ
SLOP	607	2.59	ไทย	วัตถุดิบอื่นๆ
Kikeh	558	2.38	มาเลเซีย	ตะวันออกไกล
น้ำมันดิบชนิดอื่นๆ	7,131	30.4		
รวม	23,433	100		

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ก 7 ชนิดและปริมาณน้ำมันดิบที่โรงกลั่นระยองเพิ่ขวรฟายเออร์ที่ใช้กลั่น
ระหว่างปี 2550 ถึง 2554

วัตถุดิบ	ปริมาณ (ล้านลิตร)	ร้อยละ	แหล่งที่มา	กลุ่มน้ำมันดิบ
Condensate residue	3,296	100.0	ไทย	ภายในประเทศ

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลของกระทรวงพลังงาน



ตารางผนวกที่ ๑ ๑ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊สไฟฟ้า	น้ำมันเบนซิน	เจทและเคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค.51	33	1041	160	50	2	1285	40	0	266	332	422	203	1262
ก.พ.51	50	947	220	22	0	1240	38	0	300	305	397	191	1232
มี.ค.51	15	1138	235	1	0	1390	42	0	225	287	537	190	1281
เม.ย.51	62	1031	152	0	0	1246	38	0	291	296	514	180	1319
พ.ค.51	39	1156	202	0	0	1396	36	0	266	322	511	182	1316
มิ.ย.51	20	1124	215	0	0	1359	34	0	241	289	525	198	1287
ก.ค.51	12	1157	200	18	0	1388	36	0	229	303	495	205	1267
ส.ค.51	2	1063	177	17	0	1258	30	0	228	307	434	182	1181
ก.ย.51	0	1002	34	16	6	1058	24	0	164	288	389	188	1054
ต.ค.51	4	1150	231	5	0	1390	23	0	221	306	528	259	1336
พ.ย.51	0	1083	291	0	0	1374	24	0	253	331	466	190	1265
ธ.ค.51	0	1140	204	0	0	1344	28	0	258	290	527	196	1299
รวม	237	13,033	2,321	129	8	15,727	393	0	2,943	3,654	5,745	2,364	15,099

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	และ					รวม	
								แอลพีจี	แก๊สไฟฟ้า	น้ำมันเบนซิน	ดีโอริน	น้ำมันดีเซล		น้ำมันเตา
ม.ค.52	39	1158	161	0	0	0	1358	29	0	224	283	529	204	1270
ก.พ.52	10	1063	179	0	0	0	1252	26	0	248	238	399	165	1075
มี.ค.52	0	1219	163	0	0	0	1383	26	0	261	284	515	216	1302
เม.ย.52	42	1093	162	0	0	0	1297	25	0	255	215	558	209	1262
พ.ค.52	52	1009	134	42	0	0	1237	25	0	196	233	527	210	1191
มิ.ย.52	11	1067	113	121	0	0	1312	23	0	252	232	532	190	1230
ก.ค.52	0	1172	147	46	0	0	1366	22	0	270	312	498	222	1325
ส.ค.52	0	1209	116	9	0	0	1334	20	0	258	291	471	242	1282
ก.ย.52	0	1171	105	0	0	0	1275	17	0	179	251	516	283	1246
ต.ค.52	27	1198	99	0	0	0	1323	15	0	237	300	466	228	1247
พ.ย.52	135	901	125	0	0	0	1160	13	0	267	267	435	200	1182
ธ.ค.52	36	1096	134	0	0	0	1267	17	0	208	283	463	213	1185
รวม	351	13,356	1,637	219	0	0	15,563	258	0	2,855	3,191	5,910	2,582	14,796

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา								ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกไกล	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ		วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	เจตและเคโรซีน					รวม
					แอลพีจี	แก๊ส			น้ำมันเบนซิน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา			
ม.ค. 53	61	995	81		0	0	1137	16	0	245	251	413	181	1106
ก.พ. 53	20	1051	128		0	0	1200	20	0	146	230	454	304	1154
มี.ค. 53	49	1139	117		0	0	1305	18	52	235	243	502	172	1221
เม.ย. 53	47	904	121		122	0	1193	17	49	148	247	444	287	1193
พ.ค. 53	10	845	186		187	0	1228	17	35	233	225	511	155	1177
มิ.ย. 53	33	872	136		183	0	1224	19	5	231	236	470	231	1192
ก.ค. 53	3	958	126		179	0	1266	20	93	246	260	461	195	1274
ส.ค. 53	120	956	140		106	0	1323	19	53	245	323	470	205	1316
ก.ย. 53	3	1014	139		57	0	1213	18	42	172	295	450	245	1221
ต.ค. 53	0	1034	193		97	0	1324	17	71	249	324	479	197	1337
พ.ย. 53	0	1001	153		44	0	1198	16	28	219	250	415	191	1119
ธ.ค. 53	26	868	120		197	0	1211	16	51	182	272	451	223	1195
รวม	372	11,637	1,640		1,173	0	14,823	213	481	2,548	3,156	5,519	2,586	14,504

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา								ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกไกล	ภายในประเทศ	แหล่ง		วัตถุดิบ	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เจทและ		น้ำมันเตา	รวม
					อื่นๆ	อื่นๆ					เคโรซีน	น้ำมันดีเซล		
ม.ค. 54	95	1066	119	139	0	0	1419	26	72	248	283	550	209	1388
ก.พ. 54	58	831	163	225	0	0	1277	28	32	261	255	472	248	1296
มี.ค. 54	0	1247	129	17	0	0	1392	38	45	267	286	517	202	1354
เม.ย. 54	0	929	141	164	0	0	1234	33	37	252	272	426	215	1235
พ.ค. 54	0	1053	110	108	0	0	1270	36	68	261	308	458	153	1284
มิ.ย. 54	48	1122	102	46	0	0	1318	39	54	245	256	543	203	1340
ก.ค. 54	3	1049	101	146	0	0	1299	35	33	245	258	488	218	1277
ส.ค. 54	24	1061	164	132	0	0	1381	38	43	282	289	565	211	1427
ก.ย. 54	75	1120	110	50	0	0	1354	40	51	250	281	533	217	1372
ต.ค. 54	17	1213	71	23	0	0	1324	37	63	264	241	553	219	1377
พ.ย. 54	12	1239	106	0	0	0	1357	35	43	289	294	498	213	1372
ธ.ค. 54	56	1219	88	0	0	0	1362	37	37	273	317	494	201	1359
รวม	387	13,149	1,404	1,048	0	0	15,988	422	577	3,138	3,339	6,097	2,510	16,084

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๒ น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากากรกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันเออาร์พีซี															(หน่วย: ล้านลิตร)				
น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา															ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น				
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เจทและเคโรซีน			รวม					
											น้ำหนัก	น้ำหนักดีเซล	น้ำหนักเตา						
ม.ค.50	404	148	0	0	15	157	724	30	9	59	0	385	269	753					
ก.พ.50	294	162	0	0	96	99	651	22	7	52	0	355	201	637					
มี.ค.50	275	179	0	0	204	102	760	27	0	62	2	382	263	736					
เม.ย.50	325	189	0	0	128	82	723	29	8	59	4	362	228	691					
พ.ค.50	306	247	0	0	106	96	755	31	0	67	0	412	250	760					
มิ.ย.50	206	163	0	0	111	91	571	29	5	63	9	413	251	771					
ก.ค.50	266	128	0	0	224	94	712	29	0	65	7	391	252	743					
ส.ค.50	349	198	0	0	168	57	772	29	11	66	0	402	268	776					
ก.ย.50	301	110	0	0	222	123	756	29	0	62	12	378	242	721					
ต.ค.50	313	84	0	0	246	105	749	31	11	65	0	428	253	788					
พ.ย.50	267	163	0	0	148	143	721	27	10	60	0	394	245	736					
ธ.ค.50	179	248	0	0	174	109	711	26	0	59	11	447	238	781					
รวม	3,486	2,020	0	0	1,842	1,257	8,604	341	61	739	44	4,748	2,962	8,895					

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๒ ๒ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านบาท)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 51	79	757	0	0	78	0	914	27	0	75	5	398	253	758
ก.พ. 51	26	650	0	0	164	0	839	28	0	45	17	333	230	653
มี.ค. 51	12	700	0	0	158	0	870	30	0	70	0	402	240	742
เม.ย. 51	20	685	0	0	160	0	866	27	0	58	0	387	235	706
พ.ค. 51	44	659	0	0	175	0	878	101	0	63	7	388	234	792
มิ.ย. 51	23	656	0	0	217	0	897	27	0	68	0	395	233	722
ก.ค. 51	7	639	0	0	223	0	868	25	0	63	0	368	231	687
ส.ค. 51	1	574	0	0	139	0	714	0	0	78	0	342	249	669
ก.ย. 51	0	653	0	0	126	0	780	24	0	56	4	354	219	657
ต.ค. 51	0	757	0	0	69	0	826	25	0	59	0	364	235	682
พ.ย. 51	0	598	0	0	161	0	759	23	0	74	5	346	204	653
ธ.ค. 51	0	660	0	0	126	0	786	25	0	77	0	345	211	657
รวม	212	7,989	0	0	1,796	0	9,996	361	0	786	37	4,421	2,774	8,378

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๒ ๒ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านบาท)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา								ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่นๆ	วัตถุดิบอื่นๆ	รวม	แยกแต่ละ						รวม
								แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	
ม.ค. 52	19	458	0	0	189	0	666	21	0	68	3	280	212	584
ก.พ.52	2	223	0	0	42	0	267	3	0	24	0	125	50	203
มี.ค.52	18	624	0	0	139	0	780	28	0	71	0	355	185	638
เม.ย.52	29	561	0	0	124	0	714	30	0	88	6	327	230	681
พ.ค.52	56	593	0	0	83	0	732	29	0	86	0	334	228	677
มิ.ย.52	16	519	0	0	193	0	728	26	0	89	0	327	226	668
ก.ค.52	3	563	0	0	150	0	715	26	0	112	9	286	219	651
ส.ค.52	33	590	0	0	94	0	717	28	0	109	0	321	206	665
ก.ย.52	11	638	0	0	155	0	804	25	0	88	4	360	229	707
ต.ค.52	0	658	87	0	0	0	745	25	0	85	5	324	187	626
พ.ย.52	36	600	0	0	134	0	770	28	0	97	9	353	245	731
ธ.ค.52	47	513	0	0	150	0	710	26	0	95	0	333	223	676
รวม	269	6,540	87	0	1,453	0	8,349	295	0	1,012	35	3,725	2,440	7,507

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 2 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ส่งใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 53	10	710	0	109	0	829	29	0	93	9	381	244	757
ก.พ. 53	33	513	0	164	0	710	28	0	75	0	320	176	598
มี.ค. 53	57	724	0	120	0	901	29	0	85	0	421	200	736
เม.ย. 53	23	613	0	186	0	823	28	0	76	0	377	230	711
พ.ค. 53	6	684	0	163	0	853	23	0	73	6	365	231	698
มิ.ย. 53	1	594	0	219	0	814	27	0	76	1	392	204	699
ก.ค. 53	77	593	0	206	0	875	28	0	88	0	400	212	728
ส.ค. 53	17	658	0	123	0	797	27	0	93	5	377	222	724
ก.ย. 53	33	605	0	196	0	834	25	0	73	0	360	213	672
ต.ค. 53	5	646	0	211	0	862	27	0	96	8	381	216	727
พ.ย. 53	1	661	0	194	0	856	25	0	93	2	342	204	666
ธ.ค. 53	36	679	0	174	0	890	25	0	66	14	357	211	673
รวม	297	7,681	0	2,066	0	10,044	321	0	986	46	4,474	2,563	8,390

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๒ ๒ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านบาท)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 54	43	595	0	0	165	0	803	26	0	98	6	352	213	695
ก.พ. 54	14	589	0	0	164	0	766	25	141	66	0	302	212	746
มี.ค. 54	14	637	0	0	192	0	843	30	134	83	0	369	230	847
เม.ย. 54	103	623	0	0	66	0	792	22	197	49	0	370	207	845
พ.ค. 54	109	665	0	0	150	0	923	26	173	93	13	409	233	948
มิ.ย. 54	29	606	0	0	90	0	725	24	128	89	0	310	199	749
ก.ค. 54	5	614	0	0	189	0	808	25	160	95	9	323	228	839
ส.ค. 54	72	720	0	0	78	0	870	27	173	83	0	384	217	883
ก.ย. 54	52	733	0	0	79	0	864	26	183	71	1	410	205	896
ต.ค. 54	35	845	1	0	52	0	933	28	157	77	0	435	215	912
พ.ย. 54	3	37	0	0	6	0	46	1	43	11	2	48	1	106
ธ.ค. 54	7	717	1	0	62	0	787	19	149	51	0	317	131	668
รวม	486	7,380	2	0	1,292	0	9,161	279	1,638	865	30	4,030	2,292	9,135

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๓ 3 น้ำมันดิบที่ใช้งานตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา								ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกไกล	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ		วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	เฉพาะและ					รวม
					ออกกลาง	ภายใน			แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	
ม.ค.50	404	148	0	0	15	157	724	24	0	180	62	287	127	680
ก.พ.50	294	162	0	0	96	99	651	22	16	169	64	258	83	613
มี.ค.50	275	179	0	0	204	102	760	20	20	216	63	277	145	740
เม.ย.50	325	189	0	0	128	82	723	21	23	181	62	286	111	684
พ.ค.50	306	247	0	0	106	96	755	23	25	210	69	286	121	734
มิ.ย.50	206	163	0	0	111	91	571	16	73	150	32	203	68	542
ก.ค.50	266	128	0	0	224	94	712	19	22	204	49	290	105	688
ส.ค.50	349	198	0	0	168	57	772	21	33	173	77	331	92	727
ก.ย.50	301	110	0	0	222	123	756	21	91	166	64	306	95	744
ต.ค.50	313	84	0	0	246	105	749	22	97	166	55	308	95	742
พ.ย.50	267	163	0	0	148	143	721	21	97	166	66	296	91	736
ธ.ค.50	179	248	0	0	174	109	711	23	0	225	67	284	107	706
รวม	3,486	2,020	0	0	1,842	1,257	8,604	253	498	2,206	730	3,412	1,240	8,337

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 3 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่ง		รวม	แอลพีจี	แก๊ส	เจตาเล		รวม		
					อื่นๆ	อื่นๆ				น้ำมันเบนซิน	ดีโรซีน		น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา
ม.ค. 51	268	160	0	0	201	51	680	23	29	166	69	264	90	640
ก.พ. 51	273	49	0	0	248	120	690	19	139	137	64	249	105	713
มี.ค. 51	219	151	0	0	262	66	698	21	31	173	65	279	94	662
เม.ย. 51	356	153	0	0	134	88	732	21	21	169	81	306	108	706
พ.ค. 51	433	117	0	0	80	112	743	23	110	150	59	315	99	755
มิ.ย. 51	297	184	0	0	132	129	742	21	104	153	63	270	114	726
ก.ค. 51	109	181	0	0	201	117	608	20	83	140	56	184	131	614
ส.ค. 51	180	197	0	0	175	119	671	21	32	157	58	250	133	652
ก.ย. 51	107	247	0	0	249	36	638	21	105	144	66	236	73	644
ต.ค. 51	64	169	0	0	322	98	653	19	104	125	61	237	89	635
พ.ย. 51	85	248	0	0	229	113	675	18	103	159	45	246	117	686
ธ.ค. 51	229	178	0	0	187	90	683	18	24	185	53	282	105	667
รวม	2,620	2,034	0	0	2,420	1,139	8,213	244	885	1,858	738	3,117	1,259	8,101

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 3 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ		วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	เจาะละเอียด					รวม
					แอลพีจี	เบนโซไฟ			น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา		
ม.ค. 52	275	168	0	0	135	100	679	19	84	174	51	253	109	690
ก.พ. 52	293	49	0	0	173	110	625	20	26	159	51	248	99	603
มี.ค. 52	415	66	0	0	113	92	686	23	30	175	65	278	113	684
เม.ย. 52	432	156	0	0	31	56	675	21	32	183	55	286	98	675
พ.ค. 52	414	180	0	0	39	73	706	25	33	204	66	284	96	709
มิ.ย. 52	403	121	0	0	83	72	679	24	36	201	59	247	104	670
ก.ค. 52	332	206	0	0	81	23	642	23	0	148	74	244	119	609
ส.ค. 52	282	111	0	0	83	35	512	18	0	114	42	205	56	434
ก.ย. 52	246	141	0	0	79	87	552	21	103	124	53	249	92	643
ต.ค. 52	200	102	0	0	248	79	629	22	44	180	59	237	81	622
พ.ย. 52	130	78	0	0	306	121	635	19	97	118	64	228	105	632
ธ.ค. 52	104	199	0	0	294	95	692	22	47	159	55	272	115	670
รวม	3,528	1,577	0	0	1,667	941	7,712	257	532	1,940	694	3,032	1,188	7,643

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 3 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ส่งใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 53	223	125	0	0	231	63	18	86	132	65	235	101	636
ก.พ. 53	194	132	0	0	83	49	13	19	112	52	186	67	447
มี.ค. 53	250	119	0	0	171	56	15	83	124	58	212	93	584
เม.ย. 53	126	71	0	0	336	50	16	36	152	47	231	91	572
พ.ค. 53	95	110	0	0	400	45	15	43	186	44	267	101	656
มิ.ย. 53	97	168	0	0	316	35	13	49	182	50	244	89	628
ก.ค. 53	117	170	18	18	262	12	10	121	120	44	231	81	608
ส.ค. 53	43	243	26	26	309	6	12	95	152	47	255	74	635
ก.ย. 53	85	192	6	6	282	13	12	53	155	57	225	74	576
ต.ค. 53	24	184	1	1	439	0	11	131	169	49	211	75	645
พ.ย. 53	65	53	21	21	458	1	13	55	165	39	260	75	606
ธ.ค. 53	86	46	12	12	513	17	13	34	180	50	293	95	664
รวม	1,405	1,613	84	84	3,799	348	160	804	1,828	601	2,849	1,016	7,258

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 3 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	เฉพาะและ						รวม
							แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	ดีโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	
ม.ค. 54	22	20	9	612	4	666	17	39	182	56	268	97	659
ก.พ. 54	53	146	2	418	0	619	19	35	171	59	263	71	618
มี.ค. 54	89	99	3	432	27	650	21	34	206	50	258	72	640
เม.ย. 54	37	177	3	398	23	639	22	52	180	58	254	96	663
พ.ค. 54	46	256	1	348	10	661	24	52	191	61	236	115	679
มิ.ย. 54	153	290	1	154	42	640	21	35	206	58	237	92	649
ก.ค. 54	82	320	0	213	43	659	21	51	182	72	234	89	649
ส.ค. 54	126	339	0	115	8	588	21	50	169	60	224	70	594
ก.ย. 54	97	157	0	102	1	357	10	23	131	33	129	36	363
ต.ค. 54	2	1	0	1	4	10	0	2	58	0	0	11	72
พ.ย. 54	27	203	0	46	0	276	6	29	84	25	49	48	240
ธ.ค. 54	202	284	0	145	0	632	18	48	169	79	287	82	683
รวม	938	2,293	18	2,984	162	6,395	200	449	1,929	610	2,440	880	6,508

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

(หน่วย: ล้านลิตร)

ผู้ทำ: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 4 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	กลางวัน	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ		วัตถุดิบอื่น ๆ	เฉพาะเจาะจง						รวม
				ออกกลาง	ประเท		แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	
ม.ค. 52	0	739	40	0	0	778	25	135	82	72	311	109	734
ก.พ. 52	0	577	83	0	0	660	35	38	166	19	301	114	674
มี.ค. 52	0	642	112	0	0	755	36	44	221	19	319	128	767
เม.ย. 52	0	641	104	0	0	745	34	38	175	47	292	118	705
พ.ค. 52	0	668	106	0	0	774	30	46	200	45	314	125	759
มิ.ย. 52	0	588	146	0	0	735	30	33	207	64	281	104	719
ก.ค. 52	0	612	190	0	20	822	46	37	217	65	286	119	771
ส.ค. 52	0	547	143	0	0	690	38	28	142	54	291	123	677
ก.ย. 52	44	577	137	0	0	758	35	26	206	48	323	114	752
ต.ค. 52	100	508	133	0	0	742	34	14	206	47	318	91	711
พ.ย. 52	44	440	153	0	0	637	32	24	187	52	241	94	630
ธ.ค. 52	65	575	135	0	0	775	31	36	214	53	301	109	743
รวม	252	7,115	1,483	0	20	8,870	407	498	2,224	584	3,580	1,349	8,643

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 4 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่ง		รวม	แอลพีจี	เบนโทนา	น้ำมันเบนซิน	เจตาเล		น้ำมันเตา	รวม
					อื่นๆ	อื่นๆ					เคโรซีน	น้ำมันดีเซล		
ม.ค. 53	32	612	249	0	0	0	894	40	29	233	51	315	121	780
ก.พ. 53	54	471	159	0	0	0	684	37	38	79	183	296	98	731
มี.ค. 53	50	515	273	0	0	0	838	41	28	218	62	308	116	774
เม.ย. 53	42	504	238	0	0	0	784	41	37	207	74	307	73	739
พ.ค. 53	100	528	155	0	0	0	783	40	55	214	71	317	104	801
มิ.ย. 53	30	495	239	11	0	0	775	40	55	209	84	296	94	777
ก.ค. 53	62	511	238	45	19	0	875	40	40	230	69	320	91	790
ส.ค. 53	86	498	200	4	0	0	787	35	48	186	88	297	72	726
ก.ย. 53	64	525	170	9	0	0	767	39	34	206	85	298	113	775
ต.ค. 53	7	442	155	53	0	0	656	35	38	180	52	284	120	710
พ.ย. 53	1	541	231	57	0	0	831	40	72	168	91	281	123	776
ธ.ค. 53	0	546	185	54	0	0	785	41	68	202	86	326	122	845
รวม	528	6,187	2,493	233	19	0	9,460	469	540	2,323	996	3,645	1,249	9,222

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น								
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ		วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 54	22	553	183	68	0		827	40	57	195	80	316	97	785	
ก.พ. 54	24	666	318	37	0		1045	35	25	188	65	283	109	704	
มี.ค. 54	1	127	143	142	0		413	35	40	49	72	286	130	612	
เม.ย. 54	14	475	159	97	0		746	45	72	189	77	277	110	770	
พ.ค. 54	10	567	136	25	0		738	40	72	165	73	274	106	730	
มิ.ย. 54	8	528	172	1	0		709	36	75	184	52	292	124	763	
ก.ค. 54	0	706	162	0	0		868	50	54	194	70	321	101	790	
ส.ค. 54	0	632	108	41	0		782	41	56	170	64	303	116	750	
ก.ย. 54	0	443	93	73	0		609	30	34	170	69	228	100	630	
ต.ค. 54	0	435	197	24	0		656	39	39	158	83	189	110	620	
พ.ย. 54	36	591	88	50	0		765	50	51	196	83	294	117	791	
ธ.ค. 54	9	631	180	28	0		848	54	56	196	94	306	135	840	
รวม	124	6,356	1,939	587	0		9,006	494	630	2,055	882	3,368	1,356	8,784	

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 5 ^๖น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่นๆ	วัตถุดิบอื่นๆ	รวม	เจาะละเอียด						รวม
							แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	
ม.ค.50	0	722	0	43	0	766	27	104	97	95	314	105	742
ก.พ.50	0	594	0	22	0	616	33	0	84	88	267	111	583
มี.ค.50	0	506	0	16	1	522	13	85	27	70	214	86	495
เม.ย.50	0	666	0	59	0	725	25	95	76	82	297	130	705
พ.ค.50	0	663	0	9	1	673	17	98	49	79	268	131	642
มิ.ย.50	0	712	0	1	0	714	17	107	53	74	286	129	666
ก.ค.50	0	756	0	0	0	756	20	110	98	82	319	124	753
ส.ค.50	0	767	9	0	0	776	21	119	91	82	328	117	759
ก.ย.50	0	697	9	6	0	712	19	105	83	75	291	128	700
ต.ค.50	0	691	3	66	11	772	22	117	78	79	316	129	742
พ.ย.50	0	665	9	75	0	750	24	118	76	80	300	137	736
ธ.ค.50	0	768	0	8	10	786	29	83	173	87	311	145	828
รวม	0	8,209	31	306	23	8,569	267	1,141	985	974	3,510	1,471	8,349

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 5 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ส่งใช้ก่อนแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 51	0	771	0	0	0	0	771	43	163	72	88	304	135	805
ก.พ. 51	0	707	0	11	9	0	727	43	171	67	77	284	127	769
มี.ค. 51	0	713	0	1	1	0	716	40	120	71	79	290	115	714
เม.ย. 51	0	725	0	10	11	0	746	40	110	72	82	294	126	724
พ.ค. 51	0	750	2	2	1	0	755	45	104	70	81	298	112	712
มิ.ย. 51	0	343	13	0	0	0	356	34	27	63	3	150	79	357
ก.ค. 51	0	704	1	0	0	0	706	42	187	54	69	286	117	755
ส.ค. 51	0	606	1	0	0	0	607	44	175	57	47	231	113	668
ก.ย. 51	0	454	26	0	0	0	479	41	142	42	17	186	126	554
ต.ค. 51	0	649	25	0	0	0	674	52	186	38	40	254	162	732
พ.ย. 51	0	297	0	0	0	0	298	29	63	5	45	143	45	331
ธ.ค. 51	0	567	16	0	0	0	583	15	107	27	53	248	94	545
รวม	0	7,287	84	24	22	0	7,417	468	1,556	638	683	2,968	1,352	7,666

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 5 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ส่งใช้ก่อนแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 52	0	637	32	0	0	0	669	52	70	48	50	326	117	663
ก.พ. 52	0	643	0	0	0	0	643	38	166	1	113	258	112	689
มี.ค. 52	0	741	0	0	0	0	741	47	0	0	135	381	183	747
เม.ย. 52	0	668	0	0	0	0	668	41	229	0	65	293	110	738
พ.ค. 52	0	613	50	0	0	0	664	39	0	0	100	385	114	638
มิ.ย. 52	0	619	22	0	0	0	641	42	196	0	77	325	115	755
ก.ค. 52	0	552	51	0	0	0	604	44	0	0	90	426	126	686
ส.ค. 52	0	689	49	0	0	0	739	46	251	0	109	412	117	936
ก.ย. 52	0	593	105	0	0	0	698	45	108	0	70	338	127	688
ต.ค. 52	0	726	91	1	0	0	817	46	0	0	142	427	109	724
พ.ย. 52	0	636	86	0	0	0	721	43	152	0	81	363	112	751
ธ.ค. 52	0	638	99	9	0	0	745	43	96	0	74	394	132	740
รวม	0	7,756	584	10	0	0	8,350	528	1,268	49	1,107	4,327	1,473	8,753

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 5 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านบาท)

น้ำมันดิบที่ส่งออกแยกตามแหล่งที่มา				ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเพื่อการกลั่น				
เดือน-ปี	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกไกล	ตะวันออกไกล	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	รวม
ม.ค. 53	0	563	68	69	0	0	700	683
ก.พ. 53	54	479	27	19	0	0	578	610
มี.ค. 53	56	582	94	5	0	0	737	777
เม.ย. 53	26	623	77	0	0	0	726	701
พ.ค. 53	41	611	58	42	0	0	752	768
มิ.ย. 53	48	583	27	57	0	0	716	728
ก.ค. 53	19	645	36	50	0	0	748	778
ส.ค. 53	33	573	101	48	0	0	755	765
ก.ย. 53	40	535	72	13	0	0	660	883
ต.ค. 53	6	601	44	95	0	0	747	765
พ.ย. 53	0	615	29	56	0	0	700	738
ธ.ค. 53	0	575	13	83	0	0	671	711
รวม	323	6,985	646	537	0	0	8,491	8,907

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 5 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านบาท)

น้ำมันดิบที่ส่งออกแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน อื่นๆ	แหล่ง อื่นๆ	วัตถุดิบ อื่นๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	ดีเซล	น้ำมันเตา	รวม	
ม.ค. 54	0	633	47	74	0	753	753	51	360	0	129	384	130	1054
ก.พ. 54	0	80	0	1	0	81	81	35	154	0	1	1	14	206
มี.ค. 54	0	319	64	49	0	433	433	46	218	0	46	327	74	711
เม.ย. 54	0	568	70	31	0	669	669	52	253	0	98	348	114	865
พ.ค. 54	0	595	56	81	0	732	732	53	272	0	73	430	108	936
มิ.ย. 54	0	558	59	105	0	721	721	44	223	0	86	413	117	883
ก.ค. 54	0	569	88	73	0	730	730	49	2554	0	100	432	116	3251
ส.ค. 54	22	600	51	56	0	728	728	48	240	0	64	437	134	923
ก.ย. 54	14	543	56	84	0	697	697	46	224	0	84	386	126	867
ต.ค. 54	33	613	88	62	0	796	796	48	243	0	78	346	114	828
พ.ย. 54	68	538	53	47	0	706	706	50	250	0	99	479	101	978
ธ.ค. 54	44	633	63	5	0	745	745	48	240	0	129	422	133	972
รวม	181	6,248	694	668	0	7,792	7,792	569	5,233	0	987	4,405	1,281	12,474

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๖ ^๖น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากโรงกลั่นน้ำมันบางจาก (หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันออก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค.50	36	7	160	6	17		225	3	0	33	27	78	64	206
ก.พ.50	54	2	150	3	20		229	3	0	56	30	78	48	215
มี.ค.50	62	1	189	0	34		287	3	0	55	32	107	88	285
เม.ย.50	57	2	233	1	48		340	4	0	62	39	111	120	336
พ.ค.50	53	2	247	2	48		352	4	0	61	54	113	144	375
มิ.ย.50	60	1	252	11	44		368	5	0	60	44	126	116	350
ก.ค.50	57	0	254	2	30		343	4	0	72	39	122	95	332
ส.ค.50	59	0	242	3	40		344	4	0	51	49	119	118	341
ก.ย.50	48	0	245	5	54		351	3	0	60	52	119	104	339
ต.ค.50	45	0	226	1	46		318	2	0	53	43	101	115	315
พ.ย.50	60	0	212	0	42		314	2	0	38	34	111	131	315
ธ.ค.50	27	0	275	6	40		348	2	0	76	29	126	135	368
รวม	617	15	2,684	39	463		3,819	39	0	678	472	1,311	1,278	3,779

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 6 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่สกัดแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 51	11	0	289	13	40	353	353	2	0	42	29	128	135	337
ก.พ. 51	1	0	73	1	11	86	86	0	0	42	5	27	40	114
มี.ค. 51	5	0	385	13	40	443	443	1	0	79	43	151	153	427
เม.ย. 51	4	0	366	11	35	416	416	1	0	45	42	141	186	415
พ.ค. 51	19	0	315	25	32	391	391	1	0	56	36	132	151	378
มิ.ย. 51	65	0	262	30	38	396	396	3	0	69	35	142	145	394
ก.ค. 51	44	0	290	27	23	384	384	2	0	90	36	130	115	372
ส.ค. 51	41	0	253	23	34	352	352	1	0	61	37	124	145	368
ก.ย. 51	34	0	264	10	36	344	344	1	0	100	44	112	67	324
ต.ค. 51	15	0	309	3	49	375	375	1	0	26	32	147	153	358
พ.ย. 51	6	0	334	1	45	386	386	2	0	68	39	145	131	384
ธ.ค. 51	31	0	338	0	13	382	382	2	0	29	24	139	189	384
รวม	275	0	3,478	157	398	4,308	4,308	17	0	707	403	1,519	1,610	4,255

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๖ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา						ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	เจดและผลิตภัณฑ์					รวม	
							แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล		น้ำมันเตา
ม.ค. 52	78	0	292	0	20	390	2	0	86	31	132	144	395
ก.พ. 52	100	0	268	0	60	427	2	0	80	37	160	119	398
มี.ค. 52	129	0	262	0	51	441	2	0	65	48	130	162	407
เม.ย. 52	160	0	255	0	40	455	1	0	118	49	171	115	454
พ.ค. 52	190	0	227	0	62	479	2	0	112	61	162	130	468
มิ.ย. 52	146	0	221	0	23	390	1	0	65	31	141	156	395
ก.ค. 52	119	0	248	57	20	444	1	0	101	33	152	121	407
ส.ค. 52	70	0	253	93	22	439	2	0	103	30	162	121	417
ก.ย. 52	86	0	203	95	26	411	2	0	82	29	174	122	409
ต.ค. 52	155	0	164	29	23	371	2	0	113	37	164	90	406
พ.ย. 52	129	56	183	23	19	411	2	0	82	49	188	88	409
ธ.ค. 52	81	14	136	39	10	280	1	0	61	23	117	81	282
รวม	1,443	70	2,713	336	376	4,938	21	0	1,068	457	1,854	1,449	4,848

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๖ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออก	กลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 53	92	6	247	27	16		388	2	0	73	31	163	120	388
ก.พ. 53	81	2	289	12	21		406	4	0	74	44	196	77	395
มี.ค. 53	169	0	289	8	19		485	2	0	111	73	218	85	490
เม.ย. 53	148	0	188	3	15		353	2	0	83	42	160	69	355
พ.ค. 53	145	0	205	64	21		434	2	0	81	34	209	111	437
มิ.ย. 53	148	0	213	46	12		419	1	50	67	42	218	72	449
ก.ค. 53	126	0	266	31	15		438	3	35	82	46	215	76	457
ส.ค. 53	91	0	266	77	9		444	2	52	88	54	220	73	489
ก.ย. 53	111	0	272	44	12		438	3	7	97	56	206	58	426
ต.ค. 53	131	0	277	47	14		469	2	5	107	43	249	66	472
พ.ย. 53	99	9	231	74	10		423	2	4	90	43	216	63	418
ธ.ค. 53	104	14	279	39	7		443	4	6	154	35	233	66	498
รวม	1,443	31	3,024	472	170		5,140	28	158	1,107	542	2,504	935	5,274

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๖ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	ภายใน	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	เฉพาะเจาะจง					รวม	
								แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล		
ม.ค. 54	205	8	223		25	9	470	3	54	88	46	212	108	511
ก.พ. 54	8	0	24		1	1	33	0	0	57	2	10	13	82
มี.ค. 54	128	0	251		143	17	539	2	36	149	35	154	152	527
เม.ย. 54	140	2	300		58	7	507	3	55	93	60	268	71	549
พ.ค. 54	125	21	255		45	10	455	2	58	88	58	225	63	493
มิ.ย. 54	178	5	210		72	19	484	3	67	90	63	244	64	531
ก.ค. 54	78	1	246		138	22	486	6	55	159	64	213	74	571
ส.ค. 54	101	22	222		71	12	427	3	49	151	52	191	88	534
ก.ย. 54	130	7	225		40	11	414	2	52	115	50	204	68	490
ต.ค. 54	120	73	226		30	14	463	2	60	135	52	229	64	542
พ.ย. 54	137	57	229		9	7	439	2	49	122	55	211	56	495
ธ.ค. 54	196	64	212		29	10	511	2	69	150	59	267	60	607
รวม	1,547	260	2,621		661	139	5,228	29	603	1,396	596	2,428	880	5,932

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ข 7 น้ำมันดิบที่ใช้งานตามแหล่งที่มาและผลิตภัณฑ์จากโรงกลั่นของปิโตรเลียเออร์

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่นๆ	วัตถุดิบอื่นๆ	รวม	แอลพีจี	เบนโซ	น้ำมันเบนซิน	เจทและเคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค.50	54	0	0	0	0	0	0	15	0	0	37	1	54
ก.พ.50	59	0	0	0	0	0	0	18	0	0	39	1	59
มี.ค.50	66	0	0	0	0	0	0	17	0	0	48	1	66
เม.ย.50	68	0	0	0	0	0	0	16	0	0	51	1	68
พ.ค.50	66	0	0	0	0	0	0	15	0	0	49	2	66
มิ.ย.50	61	0	0	0	0	0	0	15	0	0	44	1	61
ก.ค.50	65	0	0	0	0	0	0	16	0	0	48	1	65
ส.ค.50	51	0	0	0	0	0	0	13	0	0	38	1	51
ก.ย.50	69	0	0	0	0	0	0	18	0	0	50	1	69
ต.ค.50	65	0	0	0	0	0	0	17	0	0	47	1	65
พ.ย.50	62	0	0	0	0	0	0	21	0	0	40	0	62
ธ.ค.50	66	0	0	0	0	0	0	21	0	0	43	2	66
รวม	753	0	0	0	0	0	0	204	0	0	535	13	752

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ 7 (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันตก	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แยกแต่ละ						รวม
								แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	
ม.ค. 52	43	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	35	0	43
ก.พ. 52	44	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	36	0	44
มี.ค. 52	70	0	0	0	0	0	0	0	8	0	0	55	2	65
เม.ย. 52	48	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	42	1	48
พ.ค. 52	48	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	45	1	48
มิ.ย. 52	34	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	29	1	32
ก.ค. 52	56	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	48	1	56
ส.ค. 52	50	0	0	0	0	0	0	0	7	0	0	42	1	50
ก.ย. 52	52	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	44	2	52
ต.ค. 52	49	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	49	1	50
พ.ย. 52	41	0	0	0	0	0	0	0	3	0	0	38	0	41
ธ.ค. 52	49	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	46	0	49
รวม	585	0	0	0	0	0	0	0	58	0	0	508	10	577

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๗ ๗ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น							
เดือน-ปี	ตะวันออกไกล	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกไกล	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	แก๊ส	น้ำมันเบนซิน	เจทและเคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 53	42	0	0	0	0	0	0	0	5	0	0	37	0	42
ก.พ. 53	51	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	43	1	51
มี.ค. 53	60	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	50	1	60
เม.ย. 53	63	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	53	1	63
พ.ค. 53	59	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	48	1	59
มิ.ย. 53	6	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	4	0	6
ก.ค. 53	58	0	0	0	0	0	0	0	10	0	0	47	1	58
ส.ค. 53	60	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	47	2	60
ก.ย. 53	57	0	0	0	0	0	0	0	11	0	0	44	2	56
ต.ค. 53	56	0	0	0	0	0	0	0	9	0	0	46	1	56
พ.ย. 53	52	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	46	0	52
ธ.ค. 53	56	0	0	0	0	0	0	0	6	0	0	50	0	56
รวม	620	0	0	0	0	0	0	0	92	0	0	515	11	618

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

ตารางผนวกที่ ๗ (ต่อ)

(หน่วย: ล้านลิตร)

น้ำมันดิบที่ใช้กลั่นแยกตามแหล่งที่มา							ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น						
เดือน-ปี	ตะวันออกกลาง	ตะวันออกกลาง	ภายในประเทศ	แหล่งอื่น ๆ	วัตถุดิบอื่น ๆ	รวม	แอลพีจี	เบนโทลา	น้ำมันเบนซิน	เจทและเคโรซีน	น้ำมันดีเซล	น้ำมันเตา	รวม
ม.ค. 54	61	0	0	0	0	0	0	11	0	0	49	0	60
ก.พ. 54	55	0	0	0	0	0	0	7	0	0	48	0	55
มี.ค. 54	61	0	0	0	0	0	0	8	0	0	52	1	61
เม.ย. 54	59	0	0	0	0	0	0	4	0	0	53	2	59
พ.ค. 54	60	0	0	0	0	0	0	3	0	0	55	2	60
มิ.ย. 54	42	0	0	0	0	0	0	4	0	0	37	1	42
ก.ค. 54	55	0	0	0	0	0	0	5	0	0	48	1	54
ส.ค. 54	62	0	0	0	0	0	0	4	0	0	56	2	62
ก.ย. 54	55	0	0	0	0	0	0	3	0	0	49	2	54
ต.ค. 54	50	0	0	0	0	0	0	3	0	0	45	2	50
พ.ย. 54	45	0	0	0	0	0	0	2	0	0	43	0	45
ธ.ค. 54	63	0	0	0	0	0	0	4	0	0	59	1	63
รวม	668	0	0	0	0	0	0	58	0	0	594	14	666

ที่มา: กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)



ภาคผนวก ค
สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากถั่ว

ตารางผนวกที่ ค 1 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-50	0.04	0.00	0.23	0.25	0.39		0.09
ก.พ.-50	0.03	0.00	0.20	0.22	0.37		0.18
มี.ค.-50	0.04	0.00	0.25	0.18	0.43		0.10
เม.ย.-50	0.04	0.00	0.25	0.17	0.43		0.10
พ.ค.-50	0.04	0.00	0.20	0.21	0.38		0.17
มิ.ย.-50	0.03	0.00	0.21	0.16	0.42		0.18
ก.ค.-50	0.03	0.00	0.23	0.17	0.41		0.17
ส.ค.-50	0.03	0.00	0.23	0.17	0.39		0.17
ก.ย.-50	0.03	0.00	0.20	0.18	0.39		0.20
ต.ค.-50	0.03	0.00	0.23	0.17	0.42		0.15
พ.ย.-50	0.02	0.00	0.21	0.13	0.31		0.33
ธ.ค.-50	0.02	0.00	0.36	0.19	0.34		0.10
ม.ค.-51	0.03	0.00	0.21	0.26	0.33		0.16
ก.พ.-51	0.03	0.00	0.24	0.25	0.32		0.16
มี.ค.-51	0.03	0.00	0.18	0.22	0.42		0.15
เม.ย.-51	0.03	0.00	0.22	0.22	0.39		0.14
พ.ค.-51	0.03	0.00	0.20	0.24	0.39		0.14
มิ.ย.-51	0.03	0.00	0.19	0.22	0.41		0.15
ก.ค.-51	0.03	0.00	0.18	0.24	0.39		0.16
ส.ค.-51	0.03	0.00	0.19	0.26	0.37		0.15
ก.ย.-51	0.02	0.00	0.16	0.27	0.37		0.18
ต.ค.-51	0.02	0.00	0.17	0.23	0.39		0.19
พ.ย.-51	0.02	0.00	0.20	0.26	0.37		0.15
ธ.ค.-51	0.02	0.00	0.20	0.22	0.41		0.15

ตารางผนวกที่ ค 1 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-52	0.02	0.00	0.18	0.22	0.42		0.16
ก.พ.-52	0.02	0.00	0.23	0.22	0.37		0.15
มี.ค.-52	0.02	0.00	0.20	0.22	0.40		0.17
เม.ย.-52	0.02	0.00	0.20	0.17	0.44		0.17
พ.ค.-52	0.02	0.00	0.16	0.20	0.44		0.18
มิ.ย.-52	0.02	0.00	0.21	0.19	0.43		0.15
ก.ค.-52	0.02	0.00	0.20	0.24	0.38		0.17
ส.ค.-52	0.02	0.00	0.20	0.23	0.37		0.19
ก.ย.-52	0.01	0.00	0.14	0.20	0.41		0.23
ต.ค.-52	0.01	0.00	0.19	0.24	0.37		0.18
พ.ย.-52	0.01	0.00	0.23	0.23	0.37		0.17
ธ.ค.-52	0.01	0.00	0.18	0.24	0.39		0.18
ม.ค.-53	0.01	0.00	0.22	0.23	0.37		0.16
ก.พ.-53	0.02	0.00	0.13	0.20	0.39		0.26
มี.ค.-53	0.01	0.04	0.19	0.20	0.41		0.14
เม.ย.-53	0.01	0.04	0.12	0.21	0.37		0.24
พ.ค.-53	0.01	0.03	0.20	0.19	0.43		0.13
มิ.ย.-53	0.02	0.00	0.19	0.20	0.39		0.19
ก.ค.-53	0.02	0.07	0.19	0.20	0.36		0.15
ส.ค.-53	0.01	0.04	0.19	0.25	0.36		0.16
ก.ย.-53	0.01	0.03	0.14	0.24	0.37		0.20
ต.ค.-53	0.01	0.05	0.19	0.24	0.36		0.15
พ.ย.-53	0.01	0.03	0.20	0.22	0.37		0.17
ธ.ค.-53	0.01	0.04	0.15	0.23	0.38		0.19

ตารางผนวกที่ ค 1 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.02	0.05	0.18	0.20	0.40		0.15
ก.พ.-54	0.02	0.02	0.20	0.20	0.36		0.19
มี.ค.-54	0.03	0.03	0.20	0.21	0.38		0.15
เม.ย.-54	0.03	0.03	0.20	0.22	0.34		0.17
พ.ค.-54	0.03	0.05	0.20	0.24	0.36		0.12
มิ.ย.-54	0.03	0.04	0.18	0.19	0.40		0.15
ก.ค.-54	0.03	0.03	0.19	0.20	0.38		0.17
ส.ค.-54	0.03	0.03	0.20	0.20	0.40		0.15
ก.ย.-54	0.03	0.04	0.18	0.20	0.39		0.16
ต.ค.-54	0.03	0.05	0.19	0.17	0.40		0.16
พ.ย.-54	0.03	0.03	0.21	0.21	0.36		0.16
ธ.ค.-54	0.03	0.03	0.20	0.23	0.36		0.15

ที่มา : คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ค 2 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ		น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล	
ม.ค.-50	0.04	0.01	0.08	0.00	0.51	0.36
ก.พ.-50	0.04	0.01	0.08	0.00	0.56	0.32
มี.ค.-50	0.04	0.00	0.08	0.00	0.52	0.36
เม.ย.-50	0.04	0.01	0.09	0.01	0.52	0.33
พ.ค.-50	0.04	0.00	0.09	0.00	0.54	0.33
มิ.ย.-50	0.04	0.01	0.08	0.01	0.54	0.33
ก.ค.-50	0.04	0.00	0.09	0.01	0.53	0.34
ส.ค.-50	0.04	0.01	0.09	0.00	0.52	0.35
ก.ย.-50	0.04	0.00	0.09	0.02	0.52	0.34
ต.ค.-50	0.04	0.01	0.08	0.00	0.54	0.32
พ.ย.-50	0.04	0.01	0.08	0.00	0.54	0.33
ธ.ค.-50	0.03	0.00	0.08	0.01	0.57	0.30
ม.ค.-51	0.04	0.00	0.10	0.01	0.53	0.33
ก.พ.-51	0.04	0.00	0.07	0.03	0.51	0.35
มี.ค.-51	0.04	0.00	0.09	0.00	0.54	0.32
เม.ย.-51	0.04	0.00	0.08	0.00	0.55	0.33
พ.ค.-51	0.13	0.00	0.08	0.01	0.49	0.29
มิ.ย.-51	0.04	0.00	0.09	0.00	0.55	0.32
ก.ค.-51	0.04	0.00	0.09	0.00	0.54	0.34
ส.ค.-51	0.00	0.00	0.12	0.00	0.51	0.37
ก.ย.-51	0.04	0.00	0.09	0.01	0.54	0.33
ต.ค.-51	0.04	0.00	0.09	0.00	0.53	0.34
พ.ย.-51	0.04	0.00	0.11	0.01	0.53	0.31
ธ.ค.-51	0.04	0.00	0.12	0.00	0.52	0.32

ตารางผนวกที่ ค 2 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แนฟทา	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-52	0.04	0.00	0.12	0.00	0.48		0.36
ก.พ.-52	0.02	0.00	0.12	0.00	0.62		0.25
มี.ค.-52	0.04	0.00	0.11	0.00	0.56		0.29
เม.ย.-52	0.04	0.00	0.13	0.01	0.48		0.34
พ.ค.-52	0.04	0.00	0.13	0.00	0.49		0.34
มิ.ย.-52	0.04	0.00	0.13	0.00	0.49		0.34
ก.ค.-52	0.04	0.00	0.17	0.01	0.44		0.34
ส.ค.-52	0.04	0.00	0.16	0.00	0.48		0.31
ก.ย.-52	0.04	0.00	0.12	0.01	0.51		0.32
ต.ค.-52	0.04	0.00	0.14	0.01	0.52		0.30
พ.ย.-52	0.04	0.00	0.13	0.01	0.48		0.33
ธ.ค.-52	0.04	0.00	0.14	0.00	0.49		0.33
ม.ค.-53	0.04	0.00	0.12	0.01	0.50		0.32
ก.พ.-53	0.05	0.00	0.13	0.00	0.53		0.29
มี.ค.-53	0.04	0.00	0.12	0.00	0.57		0.27
เม.ย.-53	0.04	0.00	0.11	0.00	0.53		0.32
พ.ค.-53	0.03	0.00	0.10	0.01	0.52		0.33
มิ.ย.-53	0.04	0.00	0.11	0.00	0.56		0.29
ก.ค.-53	0.04	0.00	0.12	0.00	0.55		0.29
ส.ค.-53	0.04	0.00	0.13	0.01	0.52		0.31
ก.ย.-53	0.04	0.00	0.11	0.00	0.54		0.32
ต.ค.-53	0.04	0.00	0.13	0.01	0.52		0.30
พ.ย.-53	0.04	0.00	0.14	0.00	0.51		0.31
ธ.ค.-53	0.04	0.00	0.10	0.02	0.53		0.31

ตารางผนวกที่ ค 2 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.04	0.00	0.14	0.01	0.51		0.31
ก.พ.-54	0.03	0.19	0.09	0.00	0.41		0.28
มี.ค.-54	0.04	0.16	0.10	0.00	0.44		0.27
เม.ย.-54	0.03	0.23	0.06	0.00	0.44		0.24
พ.ค.-54	0.03	0.18	0.10	0.01	0.43		0.25
มิ.ย.-54	0.03	0.17	0.12	0.00	0.41		0.27
ก.ค.-54	0.03	0.19	0.11	0.01	0.38		0.27
ส.ค.-54	0.03	0.20	0.09	0.00	0.43		0.25
ก.ย.-54	0.03	0.20	0.08	0.00	0.46		0.23
ต.ค.-54	0.03	0.17	0.08	0.00	0.48		0.24
พ.ย.-54	0.01	0.40	0.10	0.02	0.46		0.01
ธ.ค.-54	0.03	0.22	0.08	0.00	0.48		0.20

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ค 3 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ		น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล	
ม.ค.-50	0.04	0.00	0.26	0.09	0.42	0.19
ก.พ.-50	0.04	0.03	0.28	0.10	0.42	0.14
มี.ค.-50	0.03	0.03	0.29	0.08	0.37	0.20
เม.ย.-50	0.03	0.03	0.26	0.09	0.42	0.16
พ.ค.-50	0.03	0.03	0.29	0.09	0.39	0.16
มิ.ย.-50	0.03	0.13	0.28	0.06	0.37	0.13
ก.ค.-50	0.03	0.03	0.30	0.07	0.42	0.15
ส.ค.-50	0.03	0.05	0.24	0.11	0.46	0.13
ก.ย.-50	0.03	0.12	0.22	0.09	0.41	0.13
ต.ค.-50	0.03	0.13	0.22	0.07	0.41	0.13
พ.ย.-50	0.03	0.13	0.22	0.09	0.40	0.12
ธ.ค.-50	0.03	0.00	0.32	0.09	0.40	0.15
ม.ค.-51	0.04	0.05	0.26	0.11	0.41	0.14
ก.พ.-51	0.03	0.20	0.19	0.09	0.35	0.15
มี.ค.-51	0.03	0.05	0.26	0.10	0.42	0.14
เม.ย.-51	0.03	0.03	0.24	0.11	0.43	0.15
พ.ค.-51	0.03	0.15	0.20	0.08	0.42	0.13
มิ.ย.-51	0.03	0.14	0.21	0.09	0.37	0.16
ก.ค.-51	0.03	0.14	0.23	0.09	0.30	0.21
ส.ค.-51	0.03	0.05	0.24	0.09	0.38	0.20
ก.ย.-51	0.03	0.16	0.22	0.10	0.37	0.11
ต.ค.-51	0.03	0.16	0.20	0.10	0.37	0.14
พ.ย.-51	0.03	0.15	0.23	0.07	0.36	0.17
ธ.ค.-51	0.03	0.04	0.28	0.08	0.42	0.16

ตารางผนวกที่ ค 3 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ		น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล	
ม.ค.-52	0.03	0.12	0.25	0.07	0.37	0.16
ก.พ.-52	0.03	0.04	0.26	0.08	0.41	0.16
มี.ค.-52	0.03	0.04	0.26	0.09	0.41	0.17
เม.ย.-52	0.03	0.05	0.27	0.08	0.42	0.14
พ.ค.-52	0.04	0.05	0.29	0.09	0.40	0.14
มิ.ย.-52	0.04	0.05	0.30	0.09	0.37	0.16
ก.ค.-52	0.04	0.00	0.24	0.12	0.40	0.20
ส.ค.-52	0.04	0.00	0.26	0.10	0.47	0.13
ก.ย.-52	0.03	0.16	0.19	0.08	0.39	0.14
ต.ค.-52	0.03	0.07	0.29	0.10	0.38	0.13
พ.ย.-52	0.03	0.15	0.19	0.10	0.36	0.17
ธ.ค.-52	0.03	0.07	0.24	0.08	0.41	0.17
ม.ค.-53	0.03	0.14	0.21	0.10	0.37	0.16
ก.พ.-53	0.03	0.04	0.25	0.12	0.42	0.15
มี.ค.-53	0.03	0.14	0.21	0.10	0.36	0.16
เม.ย.-53	0.03	0.06	0.27	0.08	0.40	0.16
พ.ค.-53	0.02	0.07	0.28	0.07	0.41	0.15
มิ.ย.-53	0.02	0.08	0.29	0.08	0.39	0.14
ก.ค.-53	0.02	0.20	0.20	0.07	0.38	0.13
ส.ค.-53	0.02	0.15	0.24	0.07	0.40	0.12
ก.ย.-53	0.02	0.09	0.27	0.10	0.39	0.13
ต.ค.-53	0.02	0.20	0.26	0.08	0.33	0.12
พ.ย.-53	0.02	0.09	0.27	0.06	0.43	0.12
ธ.ค.-53	0.02	0.05	0.27	0.08	0.44	0.14

ตารางผนวกที่ ค 3 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.03	0.06	0.28	0.08	0.41		0.15
ก.พ.-54	0.03	0.06	0.28	0.10	0.43		0.12
มี.ค.-54	0.03	0.05	0.32	0.08	0.40		0.11
เม.ย.-54	0.03	0.08	0.27	0.09	0.38		0.15
พ.ค.-54	0.04	0.08	0.28	0.09	0.35		0.17
มิ.ย.-54	0.03	0.05	0.32	0.09	0.37		0.14
ก.ค.-54	0.03	0.08	0.28	0.11	0.36		0.14
ส.ค.-54	0.03	0.08	0.28	0.10	0.38		0.12
ก.ย.-54	0.03	0.06	0.36	0.09	0.36		0.10
ต.ค.-54	0.00	0.03	0.81	0.01	0.00		0.15
พ.ย.-54	0.03	0.12	0.35	0.10	0.21		0.20
ธ.ค.-54	0.03	0.07	0.25	0.12	0.42		0.12

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ค 4 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันเอสพีอาร์ซี

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-50	0.04	0.13	0.13	0.13	0.43		0.14
ก.พ.-50	0.05	0.00	0.15	0.15	0.47		0.18
มี.ค.-50	0.03	0.18	0.05	0.14	0.43		0.17
เม.ย.-50	0.04	0.14	0.11	0.12	0.43		0.16
พ.ค.-50	0.03	0.16	0.08	0.12	0.41		0.20
มิ.ย.-50	0.03	0.16	0.08	0.11	0.43		0.19
ก.ค.-50	0.03	0.14	0.13	0.11	0.42		0.17
ส.ค.-50	0.03	0.15	0.12	0.11	0.43		0.16
ก.ย.-50	0.03	0.14	0.12	0.11	0.42		0.19
ต.ค.-50	0.03	0.15	0.11	0.11	0.43		0.18
พ.ย.-50	0.03	0.15	0.10	0.11	0.41		0.19
ธ.ค.-50	0.03	0.12	0.20	0.10	0.37		0.17
ม.ค.-51	0.03	0.14	0.10	0.12	0.42		0.18
ก.พ.-51	0.04	0.14	0.10	0.11	0.42		0.19
มี.ค.-51	0.05	0.14	0.10	0.12	0.43		0.16
เม.ย.-51	0.03	0.16	0.10	0.11	0.41		0.18
พ.ค.-51	0.04	0.15	0.10	0.12	0.41		0.18
มิ.ย.-51	0.04	0.20	0.17	0.00	0.39		0.20
ก.ค.-51	0.04	0.18	0.08	0.10	0.43		0.17
ส.ค.-51	0.03	0.13	0.16	0.08	0.39		0.19
ก.ย.-51	0.04	0.06	0.19	0.04	0.41		0.27
ต.ค.-51	0.03	0.13	0.11	0.06	0.37		0.29
พ.ย.-51	0.01	0.29	0.01	0.14	0.45		0.10
ธ.ค.-51	0.03	0.21	0.05	0.10	0.45		0.16

ตารางผนวกที่ ค 4 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-52	0.03	0.18	0.11	0.10	0.42		0.15
ก.พ.-52	0.05	0.06	0.25	0.03	0.45		0.17
มี.ค.-52	0.05	0.06	0.29	0.02	0.42		0.17
เม.ย.-52	0.05	0.05	0.25	0.07	0.41		0.17
พ.ค.-52	0.04	0.06	0.26	0.06	0.41		0.16
มิ.ย.-52	0.04	0.05	0.29	0.09	0.39		0.15
ก.ค.-52	0.06	0.05	0.28	0.08	0.37		0.15
ส.ค.-52	0.06	0.04	0.21	0.08	0.43		0.18
ก.ย.-52	0.05	0.03	0.27	0.06	0.43		0.15
ต.ค.-52	0.05	0.02	0.29	0.07	0.45		0.13
พ.ย.-52	0.05	0.04	0.30	0.08	0.38		0.15
ธ.ค.-52	0.04	0.05	0.29	0.07	0.41		0.15
ม.ค.-53	0.05	0.04	0.29	0.07	0.40		0.16
ก.พ.-53	0.05	0.05	0.11	0.25	0.41		0.13
มี.ค.-53	0.05	0.04	0.28	0.08	0.40		0.15
เม.ย.-53	0.06	0.05	0.28	0.10	0.42		0.10
พ.ค.-53	0.05	0.07	0.27	0.09	0.40		0.13
มิ.ย.-53	0.05	0.07	0.27	0.11	0.38		0.12
ก.ค.-53	0.05	0.05	0.29	0.09	0.41		0.12
ส.ค.-53	0.05	0.07	0.26	0.12	0.41		0.10
ก.ย.-53	0.05	0.04	0.27	0.11	0.38		0.15
ต.ค.-53	0.05	0.05	0.25	0.07	0.40		0.17
พ.ย.-53	0.05	0.09	0.22	0.12	0.36		0.16
ธ.ค.-53	0.05	0.08	0.24	0.10	0.39		0.14

ตารางผนวกที่ ค 4 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.05	0.07	0.25	0.10	0.40		0.12
ก.พ.-54	0.05	0.03	0.27	0.09	0.40		0.15
มี.ค.-54	0.06	0.06	0.08	0.12	0.47		0.21
เม.ย.-54	0.06	0.09	0.24	0.10	0.36		0.14
พ.ค.-54	0.05	0.10	0.23	0.10	0.38		0.15
มิ.ย.-54	0.05	0.10	0.24	0.07	0.38		0.16
ก.ค.-54	0.06	0.07	0.25	0.09	0.41		0.13
ส.ค.-54	0.06	0.07	0.23	0.08	0.40		0.15
ก.ย.-54	0.05	0.05	0.27	0.11	0.36		0.16
ต.ค.-54	0.06	0.06	0.26	0.13	0.31		0.18
พ.ย.-54	0.06	0.07	0.25	0.10	0.37		0.15
ธ.ค.-54	0.06	0.07	0.23	0.11	0.36		0.16

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ค 5 สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันพีทีทีเออาร์

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-50	0.04	0.14	0.13	0.13	0.42		0.14
ก.พ.-50	0.06	0.00	0.14	0.15	0.46		0.19
มี.ค.-50	0.03	0.17	0.06	0.14	0.43		0.17
เม.ย.-50	0.04	0.13	0.11	0.12	0.42		0.18
พ.ค.-50	0.03	0.15	0.08	0.12	0.42		0.20
มิ.ย.-50	0.03	0.16	0.08	0.11	0.43		0.19
ก.ค.-50	0.03	0.15	0.13	0.11	0.42		0.16
ส.ค.-50	0.03	0.16	0.12	0.11	0.43		0.15
ก.ย.-50	0.03	0.15	0.12	0.11	0.42		0.18
ต.ค.-50	0.03	0.16	0.10	0.11	0.43		0.17
พ.ย.-50	0.03	0.16	0.10	0.11	0.41		0.19
ธ.ค.-50	0.04	0.10	0.21	0.11	0.38		0.17
ม.ค.-51	0.05	0.20	0.09	0.11	0.38		0.17
ก.พ.-51	0.06	0.22	0.09	0.10	0.37		0.16
มี.ค.-51	0.06	0.17	0.10	0.11	0.41		0.16
เม.ย.-51	0.06	0.15	0.10	0.11	0.41		0.17
พ.ค.-51	0.06	0.15	0.10	0.11	0.42		0.16
มิ.ย.-51	0.09	0.08	0.18	0.01	0.42		0.22
ก.ค.-51	0.06	0.25	0.07	0.09	0.38		0.16
ส.ค.-51	0.07	0.26	0.09	0.07	0.35		0.17
ก.ย.-51	0.07	0.26	0.08	0.03	0.34		0.23
ต.ค.-51	0.07	0.25	0.05	0.05	0.35		0.22
พ.ย.-51	0.09	0.19	0.01	0.14	0.43		0.14
ธ.ค.-51	0.03	0.20	0.05	0.10	0.46		0.17

ตารางผนวกที่ ค 5 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	เจตและ					
	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เคโรซีน	ดีเซล	น้ำมันเตา
ม.ค.-52	0.08	0.11	0.07	0.08	0.49	0.18
ก.พ.-52	0.06	0.24	0.00	0.16	0.37	0.16
มี.ค.-52	0.06	0.00	0.00	0.18	0.51	0.25
เม.ย.-52	0.06	0.31	0.00	0.09	0.40	0.15
พ.ค.-52	0.06	0.00	0.00	0.16	0.60	0.18
มิ.ย.-52	0.06	0.26	0.00	0.10	0.43	0.15
ก.ค.-52	0.06	0.00	0.00	0.13	0.62	0.18
ส.ค.-52	0.05	0.27	0.00	0.12	0.44	0.13
ก.ย.-52	0.07	0.16	0.00	0.10	0.49	0.18
ต.ค.-52	0.06	0.00	0.00	0.20	0.59	0.15
พ.ย.-52	0.06	0.20	0.00	0.11	0.48	0.15
ธ.ค.-52	0.06	0.13	0.00	0.10	0.53	0.18
ม.ค.-53	0.06	0.11	0.00	0.21	0.46	0.16
ก.พ.-53	0.06	0.11	0.00	0.19	0.44	0.20
มี.ค.-53	0.06	0.11	0.00	0.18	0.48	0.17
เม.ย.-53	0.07	0.14	0.00	0.18	0.42	0.20
พ.ค.-53	0.06	0.12	0.00	0.14	0.52	0.16
มิ.ย.-53	0.04	0.14	0.00	0.13	0.50	0.18
ก.ค.-53	0.07	0.14	0.00	0.15	0.50	0.15
ส.ค.-53	0.06	0.11	0.00	0.14	0.54	0.15
ก.ย.-53	0.05	0.26	0.00	0.12	0.42	0.14
ต.ค.-53	0.06	0.09	0.00	0.16	0.47	0.22
พ.ย.-53	0.06	0.09	0.00	0.18	0.45	0.22
ธ.ค.-53	0.06	0.00	0.00	0.17	0.53	0.24

ตารางผนวกที่ ค 5 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.05	0.34	0.00	0.12	0.36		0.12
ก.พ.-54	0.17	0.75	0.00	0.00	0.01		0.07
มี.ค.-54	0.07	0.31	0.00	0.06	0.46		0.10
เม.ย.-54	0.06	0.29	0.00	0.11	0.40		0.13
พ.ค.-54	0.06	0.29	0.00	0.08	0.46		0.12
มิ.ย.-54	0.05	0.25	0.00	0.10	0.47		0.13
ก.ค.-54	0.05	0.27	0.00	0.11	0.45		0.12
ส.ค.-54	0.05	0.26	0.00	0.07	0.47		0.14
ก.ย.-54	0.05	0.26	0.00	0.10	0.44		0.15
ต.ค.-54	0.06	0.29	0.00	0.09	0.42		0.14
พ.ย.-54	0.05	0.26	0.00	0.10	0.49		0.10
ธ.ค.-54	0.05	0.25	0.00	0.13	0.43		0.14

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ๖ สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันบางจาก

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-50	0.01	0.00	0.16	0.13	0.38		0.31
ก.พ.-50	0.01	0.00	0.26	0.14	0.36		0.22
มี.ค.-50	0.01	0.00	0.19	0.11	0.38		0.31
เม.ย.-50	0.01	0.00	0.18	0.12	0.33		0.36
พ.ค.-50	0.01	0.00	0.16	0.14	0.30		0.38
มิ.ย.-50	0.01	0.00	0.17	0.13	0.36		0.33
ก.ค.-50	0.01	0.00	0.22	0.12	0.37		0.29
ส.ค.-50	0.01	0.00	0.15	0.14	0.35		0.35
ก.ย.-50	0.01	0.00	0.18	0.15	0.35		0.31
ต.ค.-50	0.01	0.00	0.17	0.14	0.32		0.36
พ.ย.-50	0.01	0.00	0.12	0.11	0.35		0.41
ธ.ค.-50	0.01	0.00	0.21	0.08	0.34		0.37
ม.ค.-51	0.01	0.00	0.13	0.09	0.38		0.40
ก.พ.-51	0.00	0.00	0.37	0.05	0.24		0.35
มี.ค.-51	0.00	0.00	0.19	0.10	0.35		0.36
เม.ย.-51	0.00	0.00	0.11	0.10	0.34		0.45
พ.ค.-51	0.00	0.00	0.15	0.10	0.35		0.40
มิ.ย.-51	0.01	0.00	0.17	0.09	0.36		0.37
ก.ค.-51	0.01	0.00	0.24	0.10	0.35		0.31
ส.ค.-51	0.00	0.00	0.17	0.10	0.34		0.39
ก.ย.-51	0.00	0.00	0.31	0.14	0.35		0.21
ต.ค.-51	0.00	0.00	0.07	0.09	0.41		0.43
พ.ย.-51	0.00	0.00	0.18	0.10	0.38		0.34
ธ.ค.-51	0.01	0.00	0.08	0.06	0.36		0.49

ตารางผนวกที่ 6 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ		น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล	
ม.ค.-52	0.01	0.00	0.22	0.08	0.33	0.37
ก.พ.-52	0.00	0.00	0.20	0.09	0.40	0.30
มี.ค.-52	0.00	0.00	0.16	0.12	0.32	0.40
เม.ย.-52	0.00	0.00	0.26	0.11	0.38	0.25
พ.ค.-52	0.00	0.00	0.24	0.13	0.35	0.28
มิ.ย.-52	0.00	0.00	0.17	0.08	0.36	0.39
ก.ค.-52	0.00	0.00	0.25	0.08	0.37	0.30
ส.ค.-52	0.00	0.00	0.25	0.07	0.39	0.29
ก.ย.-52	0.01	0.00	0.20	0.07	0.42	0.30
ต.ค.-52	0.01	0.00	0.28	0.09	0.40	0.22
พ.ย.-52	0.00	0.00	0.20	0.12	0.46	0.21
ธ.ค.-52	0.00	0.00	0.21	0.08	0.41	0.29
ม.ค.-53	0.01	0.00	0.19	0.08	0.42	0.31
ก.พ.-53	0.01	0.00	0.19	0.11	0.50	0.19
มี.ค.-53	0.00	0.00	0.23	0.15	0.44	0.17
เม.ย.-53	0.00	0.00	0.23	0.12	0.45	0.19
พ.ค.-53	0.00	0.00	0.19	0.08	0.48	0.25
มิ.ย.-53	0.00	0.11	0.15	0.09	0.49	0.16
ก.ค.-53	0.01	0.08	0.18	0.10	0.47	0.17
ส.ค.-53	0.00	0.11	0.18	0.11	0.45	0.15
ก.ย.-53	0.01	0.02	0.23	0.13	0.48	0.14
ต.ค.-53	0.00	0.01	0.23	0.09	0.53	0.14
พ.ย.-53	0.01	0.01	0.22	0.10	0.52	0.15
ธ.ค.-53	0.01	0.01	0.31	0.07	0.47	0.13

ตารางผนวกที่ ค 6 (ต่อ)

(หน่วย: ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.01	0.10	0.17	0.09	0.41		0.21
ก.พ.-54	0.00	0.00	0.69	0.03	0.12		0.16
มี.ค.-54	0.00	0.07	0.28	0.07	0.29		0.29
เม.ย.-54	0.00	0.10	0.17	0.11	0.49		0.13
พ.ค.-54	0.00	0.12	0.18	0.12	0.46		0.13
มิ.ย.-54	0.01	0.13	0.17	0.12	0.46		0.12
ก.ค.-54	0.01	0.10	0.28	0.11	0.37		0.13
ส.ค.-54	0.01	0.09	0.28	0.10	0.36		0.16
ก.ย.-54	0.00	0.11	0.23	0.10	0.42		0.14
ต.ค.-54	0.00	0.11	0.25	0.10	0.42		0.12
พ.ย.-54	0.00	0.10	0.25	0.11	0.43		0.11
ธ.ค.-54	0.00	0.11	0.25	0.10	0.44		0.10

ที่มา: คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน

ตารางผนวกที่ ๗ สัดส่วนผลิตภัณฑ์ที่ได้จากระบบเพียวรีไฟเออร์

(หน่วย : ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจลาและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-50	0.00	0.28	0.00	0.00	0.69		0.02
ก.พ.-50	0.00	0.31	0.00	0.00	0.67		0.02
มี.ค.-50	0.00	0.26	0.00	0.00	0.72		0.02
เม.ย.-50	0.00	0.23	0.00	0.00	0.75		0.02
พ.ค.-50	0.00	0.23	0.00	0.00	0.74		0.02
มิ.ย.-50	0.00	0.25	0.00	0.00	0.73		0.01
ก.ค.-50	0.00	0.24	0.00	0.00	0.74		0.02
ส.ค.-50	0.00	0.25	0.00	0.00	0.74		0.01
ก.ย.-50	0.00	0.26	0.00	0.00	0.73		0.02
ต.ค.-50	0.00	0.27	0.00	0.00	0.72		0.01
พ.ย.-50	0.00	0.34	0.00	0.00	0.65		0.00
ธ.ค.-50	0.00	0.32	0.00	0.00	0.65		0.02
ม.ค.-51	0.00	0.29	0.03	0.00	0.68		0.00
ก.พ.-51	0.00	0.27	0.00	0.00	0.72		0.01
มี.ค.-51	0.00	0.25	0.00	0.00	0.71		0.04
เม.ย.-51	0.00	0.27	0.00	0.00	0.71		0.03
พ.ค.-51	0.00	0.22	0.00	0.00	0.74		0.04
มิ.ย.-51	0.00	0.24	0.00	0.00	0.75		0.02
ก.ค.-51	0.00	0.21	0.00	0.00	0.78		0.01
ส.ค.-51	0.00	0.16	0.00	0.00	0.82		0.02
ก.ย.-51	0.00	0.11	0.00	0.00	0.87		0.02
ต.ค.-51	0.00	0.19	0.00	0.00	0.79		0.01
พ.ย.-51	0.00	0.14	0.00	0.00	0.84		0.02
ธ.ค.-51	0.00	0.07	0.00	0.00	0.93		0.00

ตารางผนวกที่ ๗ (ต่อ)

(หน่วย : ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจลาและ			น้ำมันเตา
				โครจีน	ดีเซล		
ม.ค.-52	0.00	0.18	0.00	0.00	0.81		0.00
ก.พ.-52	0.00	0.18	0.00	0.00	0.81		0.01
มี.ค.-52	0.00	0.13	0.00	0.00	0.84		0.03
เม.ย.-52	0.00	0.09	0.00	0.00	0.89		0.02
พ.ค.-52	0.00	0.05	0.00	0.00	0.93		0.02
มิ.ย.-52	0.00	0.06	0.00	0.00	0.91		0.03
ก.ค.-52	0.00	0.12	0.00	0.00	0.85		0.02
ส.ค.-52	0.00	0.13	0.00	0.00	0.84		0.02
ก.ย.-52	0.00	0.12	0.00	0.00	0.85		0.04
ต.ค.-52	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97		0.03
พ.ย.-52	0.00	0.07	0.00	0.00	0.93		0.00
ธ.ค.-52	0.00	0.05	0.00	0.00	0.95		0.00
ม.ค.-53	0.00	0.11	0.00	0.00	0.89		0.00
ก.พ.-53	0.00	0.12	0.00	0.00	0.85		0.02
มี.ค.-53	0.00	0.15	0.00	0.00	0.83		0.02
เม.ย.-53	0.00	0.14	0.00	0.00	0.84		0.02
พ.ค.-53	0.00	0.15	0.00	0.00	0.83		0.02
มิ.ย.-53	0.00	0.26	0.00	0.00	0.73		0.01
ก.ค.-53	0.00	0.18	0.00	0.00	0.81		0.02
ส.ค.-53	0.00	0.18	0.00	0.00	0.79		0.03
ก.ย.-53	0.00	0.19	0.00	0.00	0.78		0.03
ต.ค.-53	0.00	0.16	0.00	0.00	0.82		0.02
พ.ย.-53	0.00	0.12	0.00	0.00	0.87		0.01
ธ.ค.-53	0.00	0.10	0.00	0.00	0.89		0.00

ตารางผนวกที่ ๗ (ต่อ)

(หน่วย : ร้อยละ)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แก๊ส	เบนซิน	เจทและ			น้ำมันเตา
				เคโรซีน	ดีเซล		
ม.ค.-54	0.00	0.19	0.00	0.00	0.81		0.00
ก.พ.-54	0.00	0.12	0.00	0.00	0.87		0.00
มี.ค.-54	0.00	0.13	0.00	0.00	0.85		0.01
เม.ย.-54	0.00	0.06	0.00	0.00	0.91		0.03
พ.ค.-54	0.00	0.05	0.00	0.00	0.92		0.03
มิ.ย.-54	0.00	0.10	0.00	0.00	0.87		0.03
ก.ค.-54	0.00	0.09	0.00	0.00	0.89		0.03
ส.ค.-54	0.00	0.07	0.00	0.00	0.90		0.03
ก.ย.-54	0.00	0.06	0.00	0.00	0.90		0.04
ต.ค.-54	0.00	0.05	0.00	0.00	0.91		0.04
พ.ย.-54	0.00	0.04	0.00	0.00	0.95		0.01
ธ.ค.-54	0.00	0.06	0.00	0.00	0.93		0.01

ที่มา : คำนวณจากข้อมูลดิบของกระทรวงพลังงาน



ตารางผนวกที่ ๖ ราคาผลิตภัณฑ์ที่โรงกลั่นใช้อย่างอิง

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แนฟทา	เบนซิน	เคโรซีน	ดีเซล	น้ำมันเตา
ม.ค.-50	46.0	56.8	61.6	69.7	68.4	44.9
ก.พ.-50	44.3	63.3	66.4	71.6	71.5	48.6
มี.ค.-50	42.6	70.6	76.6	75.0	75.0	50.3
เม.ย.-50	45.0	74.0	83.1	80.6	81.8	55.5
พ.ค.-50	47.6	76.7	88.8	82.1	83.4	55.9
มิ.ย.-50	50.4	73.3	85.0	83.7	84.2	58.0
ก.ค.-50	49.0	75.1	85.3	87.2	88.1	62.6
ส.ค.-50	49.5	71.3	76.9	84.1	85.4	61.1
ก.ย.-50	47.7	75.0	82.1	89.9	92.2	63.9
ต.ค.-50	54.6	81.2	88.7	96.6	97.3	71.5
พ.ย.-50	62.1	91.5	100.4	112.9	110.3	80.7
ธ.ค.-50	73.1	92.2	98.4	108.3	109.1	76.6
ม.ค.-51	73.4	93.1	100.5	106.2	107.9	76.2
ก.พ.-51	67.5	95.1	105.1	111.1	113.3	76.2
มี.ค.-51	69.2	97.6	109.8	125.4	129.0	81.2
เม.ย.-51	68.1	102.6	118.1	138.6	142.0	88.1
พ.ค.-51	71.6	113.7	131.1	159.6	161.2	99.2
มิ.ย.-51	76.0	125.3	140.3	164.9	169.4	104.7
ก.ค.-51	77.4	125.5	135.3	167.3	168.0	119.2
ส.ค.-51	73.2	108.4	115.5	137.7	135.3	110.0
ก.ย.-51	68.4	92.0	107.1	121.5	121.0	96.0
ต.ค.-51	67.1	51.1	79.5	90.1	88.9	65.3
พ.ย.-51	41.3	29.1	48.4	75.1	73.8	39.3
ธ.ค.-51	28.5	31.0	41.1	59.0	61.8	37.0

ตารางผนวกที่ ๕ (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แนฟทา	เบนซิน	เคโรซีน	ดีเซล	น้ำมันเตา
ม.ค.-52	32.0	42.6	52.2	60.2	60.0	41.7
ก.พ.-52	42.6	46.8	58.0	52.8	52.4	41.6
มี.ค.-52	39.1	46.5	54.2	53.3	54.5	39.6
เม.ย.-52	33.5	49.4	60.5	59.1	60.2	46.7
พ.ค.-52	32.5	54.0	68.5	64.1	65.6	55.8
มิ.ย.-52	34.8	65.9	77.1	76.4	77.1	64.3
ก.ค.-52	43.1	62.9	72.8	72.4	72.0	64.2
ส.ค.-52	42.0	70.4	82.1	78.7	79.8	69.8
ก.ย.-52	48.4	66.8	75.6	74.6	75.0	67.9
ต.ค.-52	49.0	69.2	77.7	80.1	80.4	70.5
พ.ย.-52	55.6	76.2	81.9	85.0	84.6	74.6
ธ.ค.-52	60.9	78.3	81.8	83.2	81.7	74.5
ม.ค.-53	62.2	80.7	88.0	85.9	85.1	77.3
ก.พ.-53	61.9	75.8	86.5	82.2	82.8	73.6
มี.ค.-53	61.1	80.8	90.9	87.5	88.3	74.8
เม.ย.-53	60.8	83.1	94.1	94.8	95.6	78.1
พ.ค.-53	60.8	77.4	85.1	88.1	88.7	73.1
มิ.ย.-53	56.5	72.4	83.3	86.6	86.7	70.3
ก.ค.-53	52.1	68.6	82.4	85.3	85.8	71.3
ส.ค.-53	49.0	73.3	82.5	87.2	87.6	72.9
ก.ย.-53	53.6	74.5	82.6	87.8	87.6	71.7
ต.ค.-53	57.9	83.0	89.7	94.3	93.6	76.2
พ.ย.-53	65.6	87.3	93.2	97.9	97.5	79.5
ธ.ค.-53	77.3	93.8	102.1	103.5	103.7	82.1

ตารางผนวกที่ ๕ (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	แอลพีจี	แนฟทา	เบนซิน	เคโรซีน	ดีเซล	น้ำมันเตา
ม.ค.-54	78.4	95.2	106.4	109.9	109.5	85.9
ก.พ.-54	68.8	97.9	111.8	120.2	118.9	97.8
มี.ค.-54	70.1	107.8	121.0	131.9	132.3	103.1
เม.ย.-54	74.1	115.4	130.0	138.7	140.0	109.1
พ.ค.-54	80.9	108.3	124.8	127.8	128.3	103.6
มิ.ย.-54	73.8	101.9	120.3	126.9	127.7	106.1
ก.ค.-54	69.7	105.9	126.1	129.2	129.8	109.8
ส.ค.-54	71.6	103.0	122.8	124.9	125.3	108.1
ก.ย.-54	68.5	103.5	124.4	123.5	124.4	107.9
ต.ค.-54	64.0	96.2	121.9	123.2	122.9	108.1
พ.ย.-54	64.7	95.3	112.9	128.0	129.4	113.3
ธ.ค.-54	66.1	98.6	113.9	122.9	125.1	108.2

ที่มา: กระทรวงพลังงาน (10 ธันวาคม 2555)



ตารางผนวกที่ จ 1 ต้นทุนน้ำมันดิบที่ใช้กลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-50	53.80	56.70	60.36	56.35	56.35	51.38	58.88
ก.พ.-50	56.50	57.77	62.14	55.94	55.94	58.17	63.72
มี.ค.-50	59.89	60.71	60.62	59.21	57.55	61.57	67.87
เม.ย.-50	64.13	65.96	64.28	62.40	57.75	63.76	74.39
พ.ค.-50	67.28	68.37	64.46	61.51	60.73	66.52	75.13
มิ.ย.-50	68.40	70.75	69.82	67.13	67.02	66.66	75.18
ก.ค.-50	71.79	71.51	72.29	72.07	72.05	69.83	79.64
ส.ค.-50	69.75	65.54	73.53	70.53	70.53	66.48	76.04
ก.ย.-50	74.97	68.25	75.03	71.85	71.81	72.79	81.66
ต.ค.-50	77.48	75.05	79.86	77.18	74.83	75.87	87.24
พ.ย.-50	84.58	78.62	85.86	84.04	81.07	83.34	97.21
ธ.ค.-50	89.87	86.89	91.73	90.28	88.21	85.04	95.72
ม.ค.-51	91.98	92.57	94.72	94.54	94.54	85.19	97.45
ก.พ.-51	92.57	93.01	93.54	95.88	95.88	86.55	100.93
มี.ค.-51	98.48	98.19	96.97	98.88	98.88	93.71	109.11
เม.ย.-51	104.78	105.56	103.50	99.69	99.69	100.00	116.55
พ.ค.-51	117.27	114.39	115.51	108.57	108.57	114.02	131.15
มิ.ย.-51	128.34	123.74	122.96	118.82	122.93	122.91	140.71
ก.ค.-51	133.93	138.28	130.33	134.71	134.93	126.35	144.66
ส.ค.-51	125.80	130.72	126.77	135.72	135.72	113.78	124.40
ก.ย.-51	108.64	110.44	112.79	116.19	120.38	99.19	106.54
ต.ค.-51	76.95	85.49	96.89	100.76	100.95	70.43	77.56
พ.ย.-51	58.78	74.00	64.53	75.97	75.97	49.39	56.70
ธ.ค.-51	45.35	47.73	48.37	57.01	57.01	45.20	44.95

ตารางผนวกที่ จ 1 (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-52	44.08	49.99	43.14	45.52	45.47	56.07	47.40
ก.พ.-52	44.24	45.23	44.38	45.22	44.69	43.21	47.66
มี.ค.-52	45.87	46.23	50.92	44.54	43.89	44.21	50.15
เม.ย.-52	48.86	50.56	49.75	50.81	48.64	50.39	52.59
พ.ค.-52	54.63	55.81	53.11	56.32	55.45	56.10	60.16
มิ.ย.-52	66.24	62.83	60.40	64.23	62.91	67.73	72.40
ก.ค.-52	67.86	69.17	68.48	68.71	68.29	65.37	68.65
ส.ค.-52	69.84	68.97	70.59	67.45	68.97	69.87	76.42
ก.ย.-52	69.81	71.04	71.91	71.18	70.66	69.27	69.76
ต.ค.-52	71.04	71.39	70.79	73.25	70.53	72.91	75.42
พ.ย.-52	74.97	75.27	74.29	76.60	76.47	73.65	80.23
ธ.ค.-52	77.04	77.43	74.41	79.09	78.01	75.50	77.60
ม.ค.-53	76.27	78.52	78.15	77.02	77.10	75.65	79.93
ก.พ.-53	75.33	77.22	77.28	76.62	77.84	73.43	77.08
มี.ค.-53	76.89	76.82	78.53	74.06	77.73	75.90	81.58
เม.ย.-53	81.14	80.12	82.55	79.30	79.14	78.71	87.40
พ.ค.-53	77.07	82.72	80.23	82.71	81.26	79.06	78.88
มิ.ย.-53	74.55	76.16	76.95	76.10	77.87	76.97	77.32
ก.ค.-53	73.00	75.36	73.08	74.29	76.45	73.95	77.63
ส.ค.-53	74.78	75.44	74.37	72.69	75.05	76.08	78.90
ก.ย.-53	75.29	76.35	75.78	77.71	76.47	76.65	80.65
ต.ค.-53	80.25	78.48	78.29	76.02	80.60	80.87	86.48
พ.ย.-53	82.66	82.10	79.61	82.64	81.53	85.96	89.98
ธ.ค.-53	88.95	87.60	84.30	87.35	87.31	90.70	95.96

ตารางผนวกที่ จ 1 (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-54	92.75	88.41	90.77	88.57	90.47	92.49	100.37
ก.พ.-54	96.75	96.72	98.24	98.03	88.64	96.07	107.76
มี.ค.-54	106.94	104.60	107.24	101.59	104.95	104.59	120.50
เม.ย.-54	116.47	111.71	113.03	114.09	114.55	114.02	130.29
พ.ค.-54	114.32	116.38	116.17	115.73	115.97	115.30	121.44
มิ.ย.-54	111.44	110.94	114.10	111.01	113.84	114.57	119.32
ก.ค.-54	113.06	111.69	114.77	114.07	114.24	116.56	120.87
ส.ค.-54	110.52	110.55	114.25	111.99	112.55	115.00	116.36
ก.ย.-54	107.39	107.67	111.25	108.20	107.92	111.73	119.73
ต.ค.-54	108.41	107.20	108.81	105.17	107.58	109.38	115.56
พ.ย.-54	110.57	112.99	112.43	107.76	109.57	111.50	117.26
ธ.ค.-54	111.14	111.63	114.15	111.26	112.91	111.20	115.82
ค่าเฉลี่ย	83.20	83.69	84.22	83.87	83.91	82.15	89.31
ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน	22.6	22.3	22.5	22.3	22.9	22.0	24.8

ที่มา : จากการคำนวณ

ตารางผนวกที่ ๒ มูลค่าผลิตภัณฑ์ของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-50	64.20	58.43	61.55	62.00	61.93	59.85	64.61
ก.พ.-50	65.40	62.80	65.79	65.06	64.87	64.68	68.42
มี.ค.-50	71.68	65.13	69.67	69.25	69.22	67.32	73.37
เม.ย.-50	77.72	71.55	76.36	75.20	74.58	72.05	79.45
พ.ค.-50	78.14	73.37	78.93	76.12	76.12	73.15	81.20
มิ.ย.-50	78.44	74.31	78.58	76.55	76.49	75.12	81.05
ก.ค.-50	81.90	77.68	81.87	80.56	80.52	79.57	84.49
ส.ค.-50	77.90	74.71	78.48	77.26	77.25	75.11	81.48
ก.ย.-50	82.66	80.04	82.75	81.88	81.80	80.92	87.35
ต.ค.-50	90.16	86.41	88.70	88.08	88.00	86.03	92.66
พ.ย.-50	97.85	97.59	100.80	99.48	99.43	96.83	103.74
ธ.ค.-50	101.17	97.20	99.51	98.13	98.14	94.73	102.89
ม.ค.-51	99.70	95.38	99.44	97.80	96.92	93.96	103.34
ก.พ.-51	103.58	97.64	101.30	101.06	99.63	97.26	108.13
มี.ค.-51	115.76	109.34	113.52	111.60	110.43	107.81	119.18
เม.ย.-51	126.45	119.30	124.27	120.60	119.78	114.69	130.12
พ.ค.-51	143.75	129.11	137.39	136.17	135.60	131.40	148.34
มิ.ย.-51	150.50	142.36	143.62	139.01	137.56	139.46	157.89
ก.ค.-51	151.46	145.24	141.28	146.25	142.39	144.48	158.38
ส.ค.-51	126.61	123.55	122.20	121.71	118.35	122.09	130.40
ก.ย.-51	113.33	109.61	108.71	108.04	103.00	111.50	117.38
ต.ค.-51	82.65	79.15	77.01	75.30	72.08	78.16	81.22
พ.ย.-51	63.23	58.95	54.60	56.92	57.47	57.60	66.99
ธ.ค.-51	52.61	50.18	49.94	49.07	49.25	47.64	59.66

ตารางผนวกที่ ๒ (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-52	55.08	51.42	52.26	52.28	52.19	51.47	56.73
ก.พ.-52	51.89	50.24	51.56	51.12	48.84	50.30	51.28
มี.ค.-52	51.40	49.49	50.98	50.71	49.65	48.30	53.07
เม.ย.-52	57.30	54.51	56.89	56.04	53.25	56.68	58.93
พ.ค.-52	63.35	61.25	63.22	62.65	61.58	63.20	64.84
มิ.ย.-52	74.19	71.11	72.94	72.88	69.79	71.86	76.02
ก.ค.-52	70.48	68.39	69.62	68.89	68.76	69.86	70.71
ส.ค.-52	77.56	75.50	77.45	75.88	74.04	77.26	78.34
ก.ย.-52	73.06	71.85	71.90	72.57	70.63	72.84	73.81
ต.ค.-52	77.63	75.84	76.44	76.62	76.86	77.26	80.19
พ.ย.-52	82.04	79.78	80.30	80.54	79.77	81.81	83.98
ธ.ค.-52	80.50	78.55	79.72	79.77	78.91	79.74	81.54
ม.ค.-53	84.32	82.10	83.30	83.46	82.14	83.20	84.61
ก.พ.-53	80.37	79.58	81.40	80.40	78.78	81.46	81.71
มี.ค.-53	86.00	83.80	84.83	85.19	83.27	86.25	86.92
เม.ย.-53	90.03	88.41	90.60	90.80	88.04	91.61	93.56
พ.ค.-53	85.08	82.25	83.89	83.50	83.01	83.91	86.69
มิ.ย.-53	82.33	80.41	81.65	81.24	80.44	81.94	82.88
ก.ค.-53	81.06	79.89	79.18	80.56	78.99	81.22	82.52
ส.ค.-53	83.11	81.02	81.73	81.98	81.41	82.75	84.54
ก.ย.-53	82.82	80.77	82.32	81.69	80.23	83.91	84.69
ต.ค.-53	89.46	86.64	87.88	87.39	86.71	90.12	91.55
พ.ย.-53	92.96	90.19	92.52	91.15	90.63	93.61	96.15
ธ.ค.-53	98.58	95.74	99.14	98.09	96.90	100.00	102.59

ตารางผนวกที่ ๒ (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-54	104.13	100.64	103.55	103.20	100.23	102.28	106.73
ก.พ.-54	112.08	106.65	111.91	110.65	93.16	110.70	116.28
มี.ค.-54	123.10	117.13	122.05	119.99	117.66	118.80	128.63
เม.ย.-54	129.79	124.37	128.50	126.80	124.59	131.38	137.54
พ.ค.-54	122.12	116.91	119.87	119.31	116.89	121.93	126.47
มิ.ย.-54	120.32	114.98	119.11	117.28	115.57	120.20	124.60
ก.ค.-54	123.31	117.64	122.15	120.89	117.84	123.26	127.23
ส.ค.-54	120.08	114.84	118.79	117.42	114.19	119.34	123.27
ก.ย.-54	119.20	114.70	119.73	117.91	113.50	119.62	122.49
ต.ค.-54	117.60	112.91	119.09	114.67	109.66	117.78	120.87
พ.ย.-54	120.41	113.21	114.51	116.49	115.59	119.72	127.90
ธ.ค.-54	117.49	113.37	116.64	113.98	113.07	117.22	123.31
ค่าเฉลี่ย	92.95	89.08	91.40	90.62	88.96	90.57	95.92
ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน	25.1	23.7	24.3	24.0	23.2	24.3	26.4

ที่มา : จากการคำนวณ

ตารางผนวกที่ 3 ค่าการกลั่นของแต่ละโรงกลั่นระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-50	10.40	1.73	1.19	5.65	5.58	8.46	5.73
ก.พ.-50	8.90	5.03	3.65	9.12	8.93	6.51	4.70
มี.ค.-50	11.79	4.42	9.05	10.04	11.67	5.75	5.50
เม.ย.-50	13.58	5.59	12.08	12.80	16.83	8.29	5.06
พ.ค.-50	10.86	5.00	14.47	14.61	15.39	6.63	6.06
มิ.ย.-50	10.04	3.57	8.75	9.42	9.48	8.47	5.87
ก.ค.-50	10.11	6.17	9.58	8.48	8.47	9.74	4.85
ส.ค.-50	8.16	9.17	4.95	6.73	6.73	8.63	5.43
ก.ย.-50	7.70	11.79	7.72	10.04	9.99	8.13	5.69
ต.ค.-50	12.67	11.36	8.84	10.91	13.17	10.15	5.43
พ.ย.-50	13.27	18.98	14.93	15.44	18.36	13.49	6.53
ธ.ค.-50	11.30	10.30	7.79	7.85	9.94	9.69	7.17
ม.ค.-51	7.73	2.81	4.72	3.26	2.38	8.76	5.89
ก.พ.-51	11.00	4.64	7.76	5.18	3.76	10.71	7.20
มี.ค.-51	17.28	11.15	16.55	12.72	11.54	14.10	10.07
เม.ย.-51	21.66	13.74	20.77	20.90	20.09	14.69	13.57
พ.ค.-51	26.47	14.72	21.88	27.60	27.03	17.38	17.19
มิ.ย.-51	22.16	18.63	20.66	20.19	14.62	16.56	17.18
ก.ค.-51	17.53	6.96	10.95	11.53	7.46	18.13	13.72
ส.ค.-51	0.80	-7.17	-4.58	-14.00	-17.37	8.32	6.00
ก.ย.-51	4.70	-0.83	-4.08	-8.15	-17.38	12.30	10.84
ต.ค.-51	5.70	-6.34	-19.88	-25.47	-28.88	7.72	3.66
พ.ย.-51	4.46	-15.05	-9.93	-19.05	-18.49	8.20	10.28
ธ.ค.-51	7.26	2.45	1.57	-7.94	-7.76	2.44	14.71

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-52	11.00	1.44	9.12	6.76	6.72	-4.60	9.33
ก.พ.-52	7.65	5.01	7.19	5.90	4.16	7.09	3.62
มี.ค.-52	5.53	3.26	0.06	6.17	5.76	4.09	2.93
เม.ย.-52	8.44	3.95	7.14	5.24	4.61	6.30	6.34
พ.ค.-52	8.72	5.44	10.12	6.33	6.13	7.10	4.69
มิ.ย.-52	7.95	8.28	12.54	8.65	6.88	4.13	3.62
ก.ค.-52	2.62	-0.78	1.14	0.19	0.47	4.50	2.05
ส.ค.-52	7.72	6.53	6.86	8.43	5.07	7.40	1.92
ก.ย.-52	3.25	0.81	-0.01	1.38	-0.03	3.57	4.05
ต.ค.-52	6.60	4.45	5.65	3.38	6.34	4.34	4.77
พ.ย.-52	7.07	4.51	6.01	3.95	3.30	8.15	3.75
ธ.ค.-52	3.46	1.12	5.31	0.68	0.90	4.25	3.94
ม.ค.-53	8.05	3.58	5.15	6.44	5.03	7.55	4.68
ก.พ.-53	5.03	2.36	4.11	3.79	0.94	8.03	4.62
มี.ค.-53	9.10	6.98	6.30	11.12	5.54	10.34	5.34
เม.ย.-53	8.89	8.28	8.05	11.50	8.90	12.90	6.16
พ.ค.-53	8.02	-0.48	3.66	0.79	1.75	4.85	7.81
มิ.ย.-53	7.78	4.25	4.69	5.14	2.57	4.97	5.56
ก.ค.-53	8.06	4.53	6.11	6.27	2.55	7.27	4.89
ส.ค.-53	8.34	5.57	7.36	9.30	6.35	6.67	5.63
ก.ย.-53	7.53	4.42	6.55	3.98	3.76	7.27	4.04
ต.ค.-53	9.21	8.16	9.59	11.37	6.11	9.24	5.07
พ.ย.-53	10.30	8.09	12.91	8.51	9.10	7.64	6.17
ธ.ค.-53	9.63	8.15	14.83	10.74	9.59	9.30	6.62

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

(หน่วย: เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล)

เดือน-ปี	TOP	IRPC	ESSO	SPRC	PTTAR	BCP	RPC
ม.ค.-54	11.38	12.23	12.79	14.63	9.76	9.79	6.36
ก.พ.-54	15.33	9.93	13.67	12.62	4.52	14.63	8.52
มี.ค.-54	16.16	12.53	14.81	18.39	12.71	14.20	8.14
เม.ย.-54	13.32	12.65	15.47	12.72	10.05	17.37	7.25
พ.ค.-54	7.80	0.53	3.70	3.58	0.93	6.63	5.03
มิ.ย.-54	8.89	4.04	5.01	6.27	1.73	5.63	5.28
ก.ค.-54	10.25	5.96	7.38	6.82	3.61	6.69	6.36
ส.ค.-54	9.57	4.29	4.53	5.43	1.64	4.34	6.91
ก.ย.-54	11.82	7.03	8.48	9.71	5.58	7.89	2.77
ต.ค.-54	9.20	5.70	10.28	9.51	2.08	8.40	5.31
พ.ย.-54	9.84	0.21	2.08	8.73	6.02	8.22	10.64
ธ.ค.-54	6.36	1.74	2.49	2.72	0.17	6.02	7.49
ค่าเฉลี่ย	9.76	5.39	7.18	6.75	5.05	8.42	6.60
ค่าเบี่ยงเบน มาตรฐาน	4.6	5.7	6.9	8.5	8.9	4.0	3.3

ที่มา : จากการคำนวณ



ตารางผนวกที่ ๑ ๑ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไทยออยล์ (TOP)

System: SUR_TOP

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:21

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	-0.018273	0.037205	-0.491134	0.6237
β_2	0.018832	0.003308	5.693801	0.0000
β_3	0.061483	0.019762	3.111114	0.0020
β_4	-0.006138	0.016999	-0.361067	0.7183
β_5	0.115826	0.210697	0.549730	0.5829
β_6	0.041418	0.082480	0.502155	0.6159
β_7	0.025341	0.007332	3.456008	0.0006
β_8	-0.123479	0.043811	-2.818460	0.0051
β_9	0.231628	0.037685	6.146357	0.0000
β_{10}	-0.051962	0.467092	-0.111246	0.9115
β_{11}	0.330524	0.137448	2.404726	0.0167
β_{12}	0.169194	0.012219	13.84678	0.0000
β_{13}	0.299571	0.073008	4.103287	0.0001
β_{14}	0.158934	0.062800	2.530784	0.0118
β_{15}	4.806508	0.778377	6.175035	0.0000
β_{16}	0.323150	0.131632	2.454942	0.0146
β_{17}	0.216715	0.011702	18.51941	0.0000
β_{18}	0.163370	0.069919	2.336571	0.0201
β_{19}	0.190053	0.060143	3.159994	0.0017
β_{20}	-0.322656	0.745446	-0.432837	0.6654
β_{21}	0.426476	0.145476	2.931599	0.0036
β_{22}	0.379254	0.012933	29.32528	0.0000
β_{23}	0.357432	0.077272	4.625649	0.0000
β_{24}	0.368189	0.066468	5.539312	0.0000
β_{25}	0.524974	0.823840	0.637228	0.5244
β_{26}	0.175838	0.166169	1.058191	0.2907
β_{27}	0.168126	0.014772	11.38117	0.0000
β_{28}	0.083769	0.088263	0.949076	0.3433
β_{29}	0.221363	0.075923	2.915615	0.0038
β_{30}	-0.385106	0.941028	-0.409240	0.6826
Determinant residual covariance	1.00E+16			

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.144223	Mean dependent var	28.16317
Adjusted R-squared	0.081985	S.D. dependent var	9.207336
S.E. of regression	8.821833	Sum squared resid	4280.361
Durbin-Watson stat	0.336847		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.466184	Mean dependent var	17.64267
Adjusted R-squared	0.427361	S.D. dependent var	25.84417
S.E. of regression	19.55704	Sum squared resid	21036.28
Durbin-Watson stat	1.390539		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.475557	Mean dependent var	238.9157
Adjusted R-squared	0.437415	S.D. dependent var	43.45073
S.E. of regression	32.59051	Sum squared resid	58417.76
Durbin-Watson stat	1.972290		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.650701	Mean dependent var	259.7897
Adjusted R-squared	0.625297	S.D. dependent var	50.98864
S.E. of regression	31.21165	Sum squared resid	53579.20
Durbin-Watson stat	1.000968		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.742380	Mean dependent var	467.2078
Adjusted R-squared	0.723644	S.D. dependent var	65.61598
S.E. of regression	34.49402	Sum squared resid	65441.04
Durbin-Watson stat	1.530403		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.106257	Mean dependent var	198.5437
Adjusted R-squared	0.041258	S.D. dependent var	40.23951
S.E. of regression	39.40067	Sum squared resid	85382.71
Durbin-Watson stat	2.244581		

ตารางผนวกที่ ๒ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันไออาร์พีซี (IRPC)

System: SUR_IRPC

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:27

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.055298	0.030170	1.832869	0.0677
β_2	0.029290	0.005497	5.328857	0.0000
β_3	0.063708	0.123595	0.515461	0.6066
β_4	0.047949	0.021682	2.211500	0.0277
β_5	0.002034	0.084402	0.024099	0.9808
β_6	0.277391	0.159254	1.741816	0.0825
β_7	0.113803	0.029014	3.922353	0.0001
β_8	-0.838939	0.652405	-1.285918	0.1994
β_9	-0.307029	0.114447	-2.682707	0.0077
β_{10}	-0.443246	0.445523	-0.994890	0.3205
β_{11}	0.076419	0.046141	1.656205	0.0986
β_{12}	0.088025	0.008406	10.47136	0.0000
β_{13}	0.310971	0.189023	1.645153	0.1009
β_{14}	0.132519	0.033159	3.996460	0.0001
β_{15}	0.041893	0.129082	0.324543	0.7457
β_{16}	-0.010046	0.012491	-0.804235	0.4218
β_{17}	0.001891	0.002276	0.831174	0.4065
β_{18}	0.038659	0.051170	0.755505	0.4505
β_{19}	0.015678	0.008976	1.746528	0.0816
β_{20}	0.035649	0.034944	1.020182	0.3084
β_{21}	0.468925	0.072906	6.431876	0.0000
β_{22}	0.445177	0.013283	33.51605	0.0000
β_{23}	0.358662	0.298670	1.200862	0.2307
β_{24}	0.430986	0.052394	8.225879	0.0000
β_{25}	1.087668	0.203960	5.332749	0.0000
β_{26}	0.296510	0.068368	4.336961	0.0000
β_{27}	0.248262	0.012456	19.93157	0.0000
β_{28}	0.261186	0.280079	0.932546	0.3517
β_{29}	0.349310	0.049133	7.109545	0.0000
β_{30}	0.608770	0.191264	3.182877	0.0016
Determinant residual covariance	2.39E+14			

ตารางผนวกที่ ๒ (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.216271	Mean dependent var	26.60350
Adjusted R-squared	0.159273	S.D. dependent var	11.49002
S.E. of regression	10.53533	Sum squared resid	6104.627
Durbin-Watson stat	2.028873		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.202038	Mean dependent var	28.31017
Adjusted R-squared	0.144005	S.D. dependent var	60.10743
S.E. of regression	55.61140	Sum squared resid	170094.5
Durbin-Watson stat	0.489998		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.283034	Mean dependent var	73.13867
Adjusted R-squared	0.230891	S.D. dependent var	18.37244
S.E. of regression	16.11242	Sum squared resid	14278.55
Durbin-Watson stat	1.029578		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.060849	Mean dependent var	3.213000
Adjusted R-squared	-0.007453	S.D. dependent var	4.345623
S.E. of regression	4.361787	Sum squared resid	1046.385
Durbin-Watson stat	2.350642		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.845562	Mean dependent var	356.6308
Adjusted R-squared	0.834331	S.D. dependent var	62.54857
S.E. of regression	25.45884	Sum squared resid	35648.38
Durbin-Watson stat	1.841295		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.712065	Mean dependent var	217.1785
Adjusted R-squared	0.691124	S.D. dependent var	42.95713
S.E. of regression	23.87411	Sum squared resid	31348.53
Durbin-Watson stat	1.262694		

ตารางผนวกที่ ๓ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันเอสโซ่ (ESSO)

System: SUR_ESSO

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:24

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.032768	0.003040	10.77746	0.0000
β_2	0.034232	0.003388	10.10487	0.0000
β_3	-0.196948	0.072109	-2.731245	0.0066
β_4	0.024323	0.002222	10.94576	0.0000
β_5	0.027437	0.009190	2.985432	0.0030
β_6	-0.036837	0.040273	-0.914693	0.3610
β_7	0.089471	0.044872	1.993917	0.0470
β_8	1.594571	0.955135	1.669472	0.0960
β_9	0.082328	0.029433	2.797104	0.0055
β_{10}	0.393778	0.121734	3.234754	0.0013
β_{11}	0.267788	0.025906	10.33697	0.0000
β_{12}	0.311811	0.028865	10.80258	0.0000
β_{13}	-0.521126	0.614401	-0.848186	0.3969
β_{14}	0.273346	0.018933	14.43731	0.0000
β_{15}	0.026116	0.078306	0.333515	0.7390
β_{16}	0.101316	0.008803	11.50944	0.0000
β_{17}	0.115737	0.009808	11.79997	0.0000
β_{18}	-0.444816	0.208774	-2.130609	0.0339
β_{19}	0.081919	0.006434	12.73311	0.0000
β_{20}	0.016058	0.026609	0.603488	0.5466
β_{21}	0.471454	0.020678	22.79962	0.0000
β_{22}	0.323182	0.023040	14.02711	0.0000
β_{23}	1.241803	0.490417	2.532135	0.0118
β_{24}	0.399128	0.015113	26.41014	0.0000
β_{25}	0.250191	0.062505	4.002766	0.0001
β_{26}	0.111863	0.016124	6.937847	0.0000
β_{27}	0.147091	0.017965	8.187623	0.0000
β_{28}	0.013705	0.382397	0.035841	0.9714
β_{29}	0.128863	0.011784	10.93547	0.0000
β_{30}	0.309507	0.048737	6.350528	0.0000
Determinant residual covariance	2.07E+12			

ตารางผนวกที่ 3 (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.737121	Mean dependent var	18.55683
Adjusted R-squared	0.718002	S.D. dependent var	4.786224
S.E. of regression	2.541650	Sum squared resid	355.2992
Durbin-Watson stat	0.941886		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.195572	Mean dependent var	52.79550
Adjusted R-squared	0.137068	S.D. dependent var	36.24112
S.E. of regression	33.66588	Sum squared resid	62336.53
Durbin-Watson stat	1.994193		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.555367	Mean dependent var	162.6820
Adjusted R-squared	0.523030	S.D. dependent var	31.35677
S.E. of regression	21.65593	Sum squared resid	25793.87
Durbin-Watson stat	1.490318		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.710412	Mean dependent var	56.21417
Adjusted R-squared	0.689351	S.D. dependent var	13.20282
S.E. of regression	7.358715	Sum squared resid	2978.288
Durbin-Watson stat	1.811324		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.907136	Mean dependent var	247.5038
Adjusted R-squared	0.900382	S.D. dependent var	54.76752
S.E. of regression	17.28586	Sum squared resid	16434.06
Durbin-Watson stat	2.058276		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.679836	Mean dependent var	93.04550
Adjusted R-squared	0.656551	S.D. dependent var	22.99899
S.E. of regression	13.47845	Sum squared resid	9991.770
Durbin-Watson stat	1.686757		

ตารางผนวกที่ ๔ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันสตาร์ปิโตรเลียมรีไฟน์นิง (SPRC)

System: SUR_SPRC

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:41

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.030301	0.034265	0.884306	0.3772
β_2	0.032782	0.001811	18.10377	0.0000
β_3	0.097715	0.009696	10.07754	0.0000
β_4	0.092555	0.025814	3.585517	0.0004
β_5	-0.033483	0.179165	-0.186884	0.8519
β_6	-0.056536	0.129637	-0.436107	0.6630
β_7	0.132940	0.006851	19.40466	0.0000
β_8	-0.172522	0.036685	-4.702827	0.0000
β_9	0.243035	0.097662	2.488527	0.0133
β_{10}	0.048300	0.677844	0.071255	0.9432
β_{11}	0.403169	0.203420	1.981949	0.0483
β_{12}	0.125365	0.010750	11.66169	0.0000
β_{13}	0.589953	0.057564	10.24862	0.0000
β_{14}	-0.026366	0.153247	-0.172047	0.8635
β_{15}	0.665866	1.063644	0.626023	0.5317
β_{16}	0.281402	0.129903	2.166247	0.0310
β_{17}	0.095705	0.006865	13.94105	0.0000
β_{18}	0.012932	0.036760	0.351785	0.7252
β_{19}	0.357815	0.097863	3.656294	0.0003
β_{20}	-0.053763	0.679237	-0.079151	0.9370
β_{21}	0.705337	0.154694	4.559567	0.0000
β_{22}	0.403540	0.008175	49.36194	0.0000
β_{23}	0.219876	0.043775	5.022826	0.0000
β_{24}	0.714292	0.116539	6.129207	0.0000
β_{25}	-0.534293	0.808863	-0.660548	0.5094
β_{26}	-0.081323	0.109227	-0.744532	0.4571
β_{27}	0.170913	0.005772	29.60921	0.0000
β_{28}	0.066380	0.030909	2.147598	0.0325
β_{29}	0.310842	0.082286	3.777580	0.0002
β_{30}	-0.295392	0.571123	-0.517211	0.6054
Determinant residual covariance	6.98E+14			

ตารางผนวกที่ 4 (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.664945	Mean dependent var	31.35233
Adjusted R-squared	0.640577	S.D. dependent var	10.21163
S.E. of regression	6.122062	Sum squared resid	2061.380
Durbin-Watson stat	1.283038		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.549873	Mean dependent var	65.15833
Adjusted R-squared	0.517136	S.D. dependent var	33.33206
S.E. of regression	23.16191	Sum squared resid	29506.07
Durbin-Watson stat	1.353798		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.716330	Mean dependent var	139.1297
Adjusted R-squared	0.695700	S.D. dependent var	65.88549
S.E. of regression	36.34469	Sum squared resid	72651.50
Durbin-Watson stat	1.421587		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.201894	Mean dependent var	68.59133
Adjusted R-squared	0.143850	S.D. dependent var	25.08366
S.E. of regression	23.20950	Sum squared resid	29627.46
Durbin-Watson stat	1.923997		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.566186	Mean dependent var	283.9747
Adjusted R-squared	0.534635	S.D. dependent var	40.51565
S.E. of regression	27.63881	Sum squared resid	42014.72
Durbin-Watson stat	2.306428		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.175238	Mean dependent var	112.3977
Adjusted R-squared	0.115255	S.D. dependent var	20.74748
S.E. of regression	19.51526	Sum squared resid	20946.50
Durbin-Watson stat	1.921308		

ตารางผนวกที่ ๕ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันปตท.อะโรมาติกส์และการกลั่น (PTTAR)

System: SUR_PTTAR

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:30

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.054437	0.084445	0.644648	0.5196
β_2	0.048733	0.003433	14.19565	0.0000
β_3	0.216908	0.045123	4.806996	0.0000
β_4	0.048372	0.043571	1.110205	0.2677
β_5	-0.328975	0.554267	-0.593532	0.5532
β_6	0.352610	0.642599	0.548725	0.5836
β_7	0.157246	0.026124	6.019331	0.0000
β_8	0.452109	0.343376	1.316658	0.1889
β_9	0.641963	0.331559	1.936193	0.0537
β_{10}	-1.112041	4.217801	-0.263654	0.7922
β_{11}	-0.192938	0.199095	-0.969075	0.3332
β_{12}	0.077920	0.008094	9.627052	0.0000
β_{13}	-0.532613	0.106388	-5.006344	0.0000
β_{14}	-0.110310	0.102727	-1.073822	0.2837
β_{15}	4.270977	1.306795	3.268285	0.0012
β_{16}	0.489978	0.180073	2.720992	0.0069
β_{17}	0.117197	0.007321	16.00933	0.0000
β_{18}	0.196235	0.096223	2.039370	0.0422
β_{19}	0.211673	0.092912	2.278212	0.0234
β_{20}	-0.855872	1.181941	-0.724124	0.4695
β_{21}	0.816409	0.322984	2.527710	0.0119
β_{22}	0.418313	0.013130	31.85873	0.0000
β_{23}	1.267102	0.172588	7.341775	0.0000
β_{24}	0.837356	0.166649	5.024678	0.0000
β_{25}	-2.268917	2.119955	-1.070267	0.2853
β_{26}	0.180381	0.146804	1.228713	0.2201
β_{27}	0.182138	0.005968	30.51896	0.0000
β_{28}	0.052835	0.078446	0.673521	0.5011
β_{29}	0.219053	0.075746	2.891939	0.0041
β_{30}	-0.654736	0.963575	-0.679486	0.4973
Determinant residual covariance	3.52E+16			

ตารางผนวกที่ ๕ (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.084282	Mean dependent var	39.45850
Adjusted R-squared	0.017685	S.D. dependent var	10.93134
S.E. of regression	10.83425	Sum squared resid	6455.955
Durbin-Watson stat	0.824843		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.038075	Mean dependent var	132.9117
Adjusted R-squared	-0.031884	S.D. dependent var	81.16161
S.E. of regression	82.44532	Sum squared resid	373847.7
Durbin-Watson stat	1.699193		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.597844	Mean dependent var	27.87417
Adjusted R-squared	0.568596	S.D. dependent var	38.89064
S.E. of regression	25.54391	Sum squared resid	35887.02
Durbin-Watson stat	1.169579		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.486966	Mean dependent var	86.26267
Adjusted R-squared	0.449654	S.D. dependent var	31.14281
S.E. of regression	23.10339	Sum squared resid	29357.16
Durbin-Watson stat	1.434017		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.763937	Mean dependent var	324.4727
Adjusted R-squared	0.746769	S.D. dependent var	82.34712
S.E. of regression	41.43875	Sum squared resid	94444.33
Durbin-Watson stat	1.665587		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.506937	Mean dependent var	119.8453
Adjusted R-squared	0.471078	S.D. dependent var	25.89820
S.E. of regression	18.83500	Sum squared resid	19511.64
Durbin-Watson stat	1.552668		

ตารางผนวกที่ ๖ แบบจำลอง SUR ของโรงกลั่นน้ำมันบางจาก (BCP)

System: SUR_BCP

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 03/23/13 Time: 13:18

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.003803	0.002496	1.523769	0.1285
β_2	0.007108	0.008898	0.798759	0.4250
β_3	0.004013	0.001676	2.393806	0.0172
β_4	0.008940	0.004664	1.916622	0.0561
β_5	0.023463	0.010760	2.180508	0.0299
β_6	0.069403	0.037092	1.871108	0.0622
β_7	0.557422	0.132246	4.215024	0.0000
β_8	0.025101	0.024914	1.007527	0.3144
β_9	0.219607	0.069322	3.167913	0.0017
β_{10}	-0.334800	0.159915	-2.093611	0.0371
β_{11}	0.243728	0.050646	4.812356	0.0000
β_{12}	0.894465	0.180572	4.953504	0.0000
β_{13}	0.152202	0.034018	4.474192	0.0000
β_{14}	0.484272	0.094654	5.116226	0.0000
β_{15}	0.179763	0.218352	0.823270	0.4109
β_{16}	0.124751	0.020563	6.066844	0.0000
β_{17}	0.308227	0.073314	4.204223	0.0000
β_{18}	0.087326	0.013811	6.322719	0.0000
β_{19}	0.060344	0.038430	1.570212	0.1173
β_{20}	0.223064	0.088652	2.516161	0.0123
β_{21}	0.507083	0.055271	9.174450	0.0000
β_{22}	1.164240	0.197062	5.907999	0.0000
β_{23}	0.478127	0.037124	12.87913	0.0000
β_{24}	0.416678	0.103298	4.033756	0.0001
β_{25}	-0.692595	0.238291	-2.906503	0.0039
β_{26}	-0.011760	0.060003	-0.195987	0.8447
β_{27}	-0.230451	0.213933	-1.077211	0.2822
β_{28}	0.305838	0.040303	7.588542	0.0000
β_{29}	0.055058	0.112142	0.490966	0.6238
β_{30}	1.125048	0.258693	4.348979	0.0000
Determinant residual covariance	8.02E+11			

ตารางผนวกที่ ๖ (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.046190	Mean dependent var	2.237333
Adjusted R-squared	-0.023178	S.D. dependent var	1.088499
S.E. of regression	1.101041	Sum squared resid	66.67604
Durbin-Watson stat	0.665228		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.521182	Mean dependent var	12.69383
Adjusted R-squared	0.486359	S.D. dependent var	22.83206
S.E. of regression	16.36346	Sum squared resid	14726.95
Durbin-Watson stat	0.877384		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.545718	Mean dependent var	82.60117
Adjusted R-squared	0.512679	S.D. dependent var	32.00625
S.E. of regression	22.34304	Sum squared resid	27456.62
Durbin-Watson stat	2.290355		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.548154	Mean dependent var	41.16800
Adjusted R-squared	0.515292	S.D. dependent var	13.02973
S.E. of regression	9.071424	Sum squared resid	4525.990
Durbin-Watson stat	1.129828		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.810565	Mean dependent var	160.2647
Adjusted R-squared	0.796788	S.D. dependent var	54.09025
S.E. of regression	24.38335	Sum squared resid	32700.13
Durbin-Watson stat	1.687100		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.555246	Mean dependent var	102.5178
Adjusted R-squared	0.522900	S.D. dependent var	38.32340
S.E. of regression	26.47090	Sum squared resid	38538.97
Durbin-Watson stat	1.725137		

ตารางผนวกที่ ๗ แบบจำลอง SUR รวมของทุกโรงเรียน

System: SUR_TOL

Estimation Method: Seemingly Unrelated Regression

Date: 04/09/13 Time: 23:18

Sample: 2007:01 2011:12

Included observations: 60

Total system (balanced) observations 360

Linear estimation after one-step weighting matrix

	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
β_1	0.050061	0.013921	3.595961	0.0004
β_2	0.043480	0.004412	9.855562	0.0000
β_3	-0.017594	0.025304	-0.695319	0.4873
β_4	0.035465	0.009742	3.640318	0.0003
β_5	-0.045884	0.026777	-1.713552	0.0876
β_6	-0.351535	0.298866	-1.176230	0.2404
β_7	0.222186	0.094711	2.345935	0.0196
β_8	-0.616857	0.543223	-1.135551	0.2570
β_9	0.441859	0.209145	2.112691	0.0354
β_{10}	-0.109516	0.574859	-0.190510	0.8490
β_{11}	0.267749	0.073238	3.655890	0.0003
β_{12}	0.159555	0.023209	6.874630	0.0000
β_{13}	0.081379	0.133118	0.611330	0.5414
β_{14}	0.223314	0.051252	4.357215	0.0000
β_{15}	0.011443	0.140871	0.081232	0.9353
β_{16}	0.103917	0.043781	2.373599	0.0182
β_{17}	0.122204	0.013874	8.808078	0.0000
β_{18}	0.179448	0.079576	2.255048	0.0248
β_{19}	0.072952	0.030637	2.381144	0.0178
β_{20}	-0.074712	0.084210	-0.887207	0.3756
β_{21}	0.691412	0.066183	10.44705	0.0000
β_{22}	0.361876	0.020973	17.25407	0.0000
β_{23}	0.595928	0.120294	4.953923	0.0000
β_{24}	0.458660	0.046314	9.903205	0.0000
β_{25}	0.090907	0.127300	0.714120	0.4757
β_{26}	0.035748	0.058300	0.613186	0.5402
β_{27}	0.188430	0.018475	10.19906	0.0000
β_{28}	0.152539	0.105966	1.439510	0.1510
β_{29}	0.147150	0.040798	3.606802	0.0004
β_{30}	0.782270	0.112137	6.975997	0.0000
Determinant residual covariance	5.43E+21			

ตารางผนวกที่ ๗ (ต่อ)

$$\text{Equation: } Y_{Lt} = \beta_1 X_{1t} + \beta_2 X_{2t} + \beta_3 X_{3t} + \beta_4 X_{4t} + \beta_5 X_{5t} + \varepsilon_{1t}$$

Observations: 60

R-squared	0.466570	Mean dependent var	146.3333
Adjusted R-squared	0.427775	S.D. dependent var	21.53410
S.E. of regression	16.28959	Sum squared resid	14594.29
Durbin-Watson stat	1.338475		

$$\text{Equation: } Y_{Nt} = \beta_6 X_{1t} + \beta_7 X_{2t} + \beta_8 X_{3t} + \beta_9 X_{4t} + \beta_{10} X_{5t} + \varepsilon_{2t}$$

Observations: 60

R-squared	0.158588	Mean dependent var	357.0167
Adjusted R-squared	0.097394	S.D. dependent var	368.0897
S.E. of regression	349.7058	Sum squared resid	6726177.
Durbin-Watson stat	1.568359		

$$\text{Equation: } Y_{Bt} = \beta_{11} X_{1t} + \beta_{12} X_{2t} + \beta_{13} X_{3t} + \beta_{14} X_{4t} + \beta_{15} X_{5t} + \varepsilon_{3t}$$

Observations: 60

R-squared	0.291259	Mean dependent var	724.3667
Adjusted R-squared	0.239715	S.D. dependent var	98.28184
S.E. of regression	85.69621	Sum squared resid	403911.2
Durbin-Watson stat	1.998343		

$$\text{Equation: } Y_{Kt} = \beta_{16} X_{1t} + \beta_{17} X_{2t} + \beta_{18} X_{3t} + \beta_{19} X_{4t} + \beta_{20} X_{5t} + \varepsilon_{4t}$$

Observations: 60

R-squared	0.481014	Mean dependent var	515.2333
Adjusted R-squared	0.443270	S.D. dependent var	68.65694
S.E. of regression	51.22794	Sum squared resid	144336.6
Durbin-Watson stat	1.749289		

$$\text{Equation: } Y_{Dt} = \beta_{21} X_{1t} + \beta_{22} X_{2t} + \beta_{23} X_{3t} + \beta_{24} X_{4t} + \beta_{25} X_{5t} + \varepsilon_{5t}$$

Observations: 60

R-squared	0.815404	Mean dependent var	1884.450
Adjusted R-squared	0.801979	S.D. dependent var	174.0260
S.E. of regression	77.44074	Sum squared resid	329838.8
Durbin-Watson stat	1.736283		

$$\text{Equation: } Y_{Ft} = \beta_{26} X_{1t} + \beta_{27} X_{2t} + \beta_{28} X_{3t} + \beta_{29} X_{4t} + \beta_{30} X_{5t} + \varepsilon_{6t}$$

Observations: 60

R-squared	0.438449	Mean dependent var	844.5167
Adjusted R-squared	0.397608	S.D. dependent var	87.89256
S.E. of regression	68.21683	Sum squared resid	255944.5
Durbin-Watson stat	1.783806		



ภาคผนวก ข
อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทกับเงินดอลลาร์สหรัฐฯ

ตารางผนวกที่ ข อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทกับเงินดอลลาร์สหรัฐฯ ระหว่างปี 2550 ถึง 2554

(หน่วย: บาทต่อดอลลาร์สหรัฐฯ)

เดือน/ปี	2550	2551	2552	2553	2554
ม.ค.	36.0978	33.3124	35.0509	33.1758	30.7184
ก.พ.	35.8546	32.7367	35.4569	33.2868	30.8571
มี.ค.	35.1778	31.5792	35.919	32.6509	30.5098
เม.ย.	34.9987	31.7126	35.5943	32.424	30.1954
พ.ค.	34.7413	32.2255	34.7235	32.5366	30.3827
มิ.ย.	34.7072	33.3177	34.2775	32.6098	30.653
ก.ค.	33.8354	33.6217	34.1856	32.4656	30.2174
ส.ค.	34.3101	33.9739	34.1566	31.8857	30.0204
ก.ย.	34.3787	34.4088	33.9671	30.9776	30.5562
ต.ค.	34.2925	34.5527	33.5492	30.1112	31.0253
พ.ย.	34.0046	35.2209	33.4215	30.0249	31.0943
ธ.ค.	33.8264	35.161	33.372	30.2602	31.3489

ที่มา: ธนาคารแห่งประเทศไทย (2555)

ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ – นามสกุล

นายจุลภักดิ์ ศรีสมยา

วัน เดือน ปี ที่เกิด

วันที่ 7 เดือนมกราคม พ.ศ. 2523

สถานที่เกิด

จังหวัดมุกดาหาร

ประวัติการศึกษา

วิทยาศาสตรบัณฑิต (เคมี)

มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน

วิศวกร ฝ่ายบริหารห่วงโซ่อุปทาน

สถานที่ทำงานปัจจุบัน

บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)

