3. การประกอบธุรกิจของแต่ละสายผลิตภัณฑ์

3.1 การประกอบธุรกิจ

ธุรกิจหลัก

บริษัทฯ เป็นผู้กลั่นน้ำมันและจัดหาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปชั้นนำรายหนึ่งของประเทศไทยโดยบริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ เป็นเจ้าของและเป็นผู้ดำเนินการ (โดยผ่านทางARC) โรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex ที่ทันสมัยที่สุดและมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงาน (Energy Efficient) ที่สุดแห่งหนึ่งในประเทศและในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค (โปรดดูรายละเอียดที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติมในหัวข้อที่ 2.4 – ข้อได้เปรียบในการแข่งขัน – ผู้ประกอบการที่มีต้นทุนการผลิตต่ำ - บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่เป็นเงินสดและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและในเอกสารแนบ 6) ทั้งนี้ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2547 โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้ง (Nameplate Capacity) เพื่อกลั่นน้ำมันดิบ จำนวน 145,000 บาร์เรลต่อวัน รายได้หลักของบริษัทฯ มาจากการกลั่นปิโตรเลียมโดยบริษัทฯ สามารถจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปคุณภาพสูงได้หลายประเภท ซึ่งรวมถึง (1) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา ประกอบด้วย ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาชนิดเบา โพรไพลีน รีฟอร์เมต และน้ำมันเบนซิน (2) น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา ซึ่งประกอบด้วย น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซล (3) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนัก ซึ่งประกอบด้วยน้ำมันเตา และยางมะตอยโดยบริษัทฯ ได้จัดผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปของบริษัทฯ ออกเป็นผลิตภัณฑ์หลักของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป ซึ่งรวมถึง ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันเตา และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปชนิดพิเศษ Specialty Refined Petroleum Product ซึ่งรวมถึง รีฟอร์เมต แนฟทาชนิดเบา และโพรไพลีน

ตารางข้างล่างนี้ แสดงรายละเอียดของชนิดและปริมาณของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริษัทฯ จำหน่ายและเทียบเป็นอัตราร้อยละของปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ทั้งหมดของบริษัทฯ ในปี 2546 ปี 2547 ปี 2548 และงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2548 และ 2549

หน่วย : พันบาร์เรล (ยกเว้นร้อยละ)

	รอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม			
	2546	**ร้อยละ**	**2547**	**ร้อยละ**	**2548**	**ร้อยละ**	**2548**	**ร้อยละ**	**2549**	**ร้อยละ**
น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา:										
โพรไพลีน	682.6	1.3	777.0	1.4	794.9	1.5	220.4	1.6	188.2	1.3
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	3,119.0	6.1	3,231.2	5.8	2,576.1	4.9	638.6	4.5	708.1	4.9
แนฟทาชนิดเบา	2,497.8	4.8	2,528.9	4.5	2,740.8	5.3	763.9	5.4	727.2	5.0
น้ำมันเบนซิน	8,375.3	16.2	9,219.9	16.5	8,678.2	16.6	2,406.9	17.1	2,152.3	14.9
รีฟอร์เมต	2,954.4	5.7	2981.4	5.3	2.655.4	5.1	668.3	4.7	750.1	5.2
รวมน้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา	17,629.1	34.1	18,738.4	33.5	17,445.5	33.4	4,698.1	33.3	4,525.9	31.3
น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา										
น้ำมันอากาศยาน	5,174.8	10.1	5,760.3	10.3	5,099.4	9.8	1,353.5	9.6	1,787.2	12.4
น้ำมันดีเซล	18,828.4	36.5	19,619.2	35.2	18,928.9	36.3	5,145.2	36.5	5,500.1	38.1
รวมน้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา	24,003.2	46.6	25,379.5	45.5	24,028.3	46.1	6,498.6	46.1	7,287.3	50.4
น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนัก:										
น้ำมันเตา	8,343.8	16.2	9,727.1	17.4	8,652.3	16.6	2,302.9	16.3	2,101.3	14.5
รวมน้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนัก	8,343.8	16.2	9,727.1	17.4	8,652.3	16.6	2,302.9	16.3	2,101.3	14.5
อื่น ๆ[(1)]	1,578.3	3.1	1,905.1	3.4	2,047.4	3.9	601.4	4.3	537.9	3.7
รวม	51,554.6	100.0	55,750.1	100.0	52,173.5	100.0	14,101.0	100.0	14,452.3	100.0

หมายเหตุ (1) รวมกำมะถัน ยางมะตอย และ Mixed C4

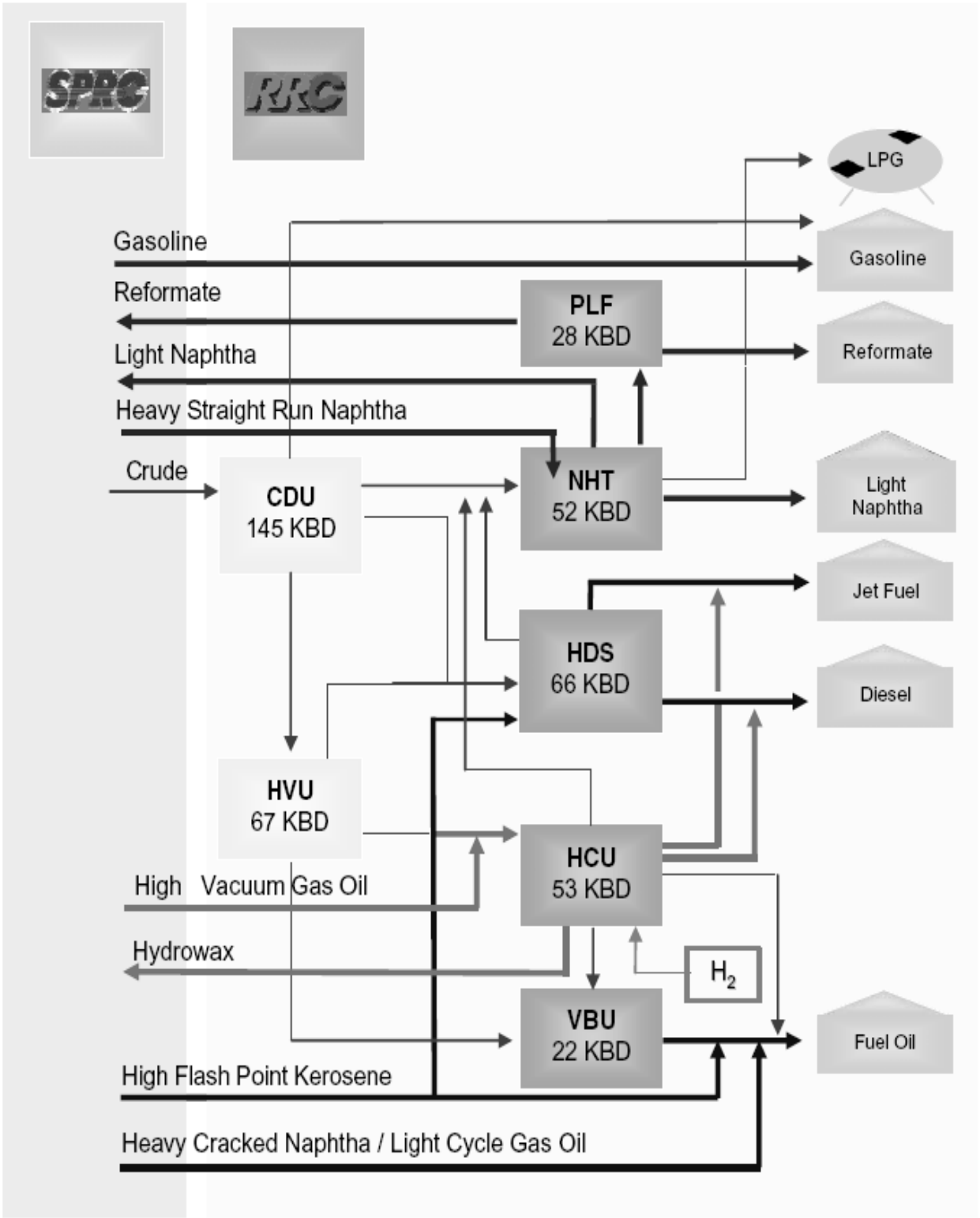
การดำเนินงานของบริษัทฯ

บริษัทฯ และ SPRC ต่างถือหุ้นจำนวนร้อยละ 49.99 ใน ARC โดยมีผู้ถือหุ้นอีก 8 คน ถือหุ้นส่วนที่เหลือ โดยผู้ถือหุ้นจำนวน 4 คน เป็นตัวแทนของบริษัทฯ และอีก 4 คน เป็นตัวแทนของ SPRC ทั้งนี้ เพื่อให้มีผู้ถือหุ้นตามจำนวนขั้นต่ำที่กฎหมายกำหนด โดยมี CTTC (ซึ่งเป็นบริษัทที่ Chevron ถือหุ้นทั้งหมด) ถือหุ้นจำนวนร้อยละ 64 ใน SPRC และ บมจ. ปตท. ถือหุ้นส่วนที่เหลือจำนวนร้อยละ 36 ดังนั้น บมจ.ปตท. และ CTTC จึงต่างถือหุ้นโดยทางอ้อมใน ARC จำนวนร้อยละ 68 และร้อยละ 32 ตามลำดับ

ARC ทำหน้าที่เป็นผู้ดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันของทั้งบริษัทฯ และ SPRC แต่เพียงผู้เดียว และรับผิดชอบในการบริหารและดำเนินงาน ทั้งนี้ ARC ได้รับมอบหมายให้ดำเนินการบริหารโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งควบคู่กันไปภายใต้ Operating Alliance ตามข้อตกลงในการร่วมปฏิบัติการดังกล่าว ARC จะต้องดำเนินกิจการโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งเพื่อผลประโยชน์ร่วมกันของบริษัทฯ และ SPRC และปฏิบัติตามมาตรการเกี่ยวกับการแก้ไขความขัดแย้งระหว่างบริษัทฯ และ SPRC

ในการดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งนั้น ARC ไม่ได้เป็นเจ้าของ หรือมีสิทธิในสินทรัพย์ประเภททุน (Capital Assets) วัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต (Intake) ผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่น หรือทรัพย์สินใด ๆ ที่อยู่ภายใต้ Operating Alliance บริษัทฯ และ SPRC ต่างมีสิทธิฝ่ายละครึ่งหนึ่งในวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิต ทรัพย์สิน หรือสินทรัพย์ประเภททุนในอนาคต (Future Capital Assets) รวมทั้งผลิตภัณฑ์ทั้งหมดที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่ง ดังนั้น Operating Alliance ดังกล่าว จึงไม่มีผลต่อสถานะทางกฎหมาย ความเป็นเจ้าของ โครงสร้างเงินทุน ความเป็นเจ้าของในทรัพย์สินถาวร หนี้สิน ความรับผิดหรือการจัดการด้านเทคโนโลยี หรือการจัดหาวัตถุดิบและการรับซื้อผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ แต่อย่างใด อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงแก้ไขในการจัดการใด ๆ ดังกล่าว ต้องได้รับความเห็นชอบจาก SPRC หรือบริษัทฯ แล้วแต่กรณี อย่างไรก็ตาม เมื่อวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2549 บริษัทฯ และ SPRC ตกลงยกเลิก Operating Alliance โดยมีผลสิ้นสุดในวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2552 เป็นต้นไป เว้นแต่ บริษัทฯ และ SPRC จะตกลงให้การยกเลิกมีผลก่อนวันดังกล่าว

แผนภาพข้างล่างนี้แสดงระดับของการร่วมปฏิบัติการของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งตามสัญญา OAA



บริษัทฯ และ SPRC ได้เข้าร่วมในการดำเนินงานเพื่อให้ได้รับประโยชน์ และเพื่อใช้ประโยชน์จากเทคโนโลยีของอีกฝ่ายหนึ่ง ประโยชน์ประการที่สำคัญที่จะได้รับจากการดำเนินงานร่วมกันและการปรับปรุงกำไรขั้นต้นมีดังต่อไปนี้

- *ประโยชน์จากกระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Benefit)* ก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มขึ้น กระบวนการกลั่นของหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ จะผลิต Hydrowax ได้ส่วนหนึ่ง ซึ่งจะต้องนำกลับเข้ากระบวนการกลั่นในหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลอีกครั้งหนึ่งเพื่อแปรสภาพโมเลกุลของ Hydrowax ให้เป็นน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้น ภายใต้ Operating Alliance ได้มีการส่ง Hydrowax จากหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ไปกลั่นต่อที่หน่วยผลิตน้ำมันเบนซินของโรงกลั่นน้ำมันของ SPRC (ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลหนัก (ซึ่งมีปริมาณกำมะถันสูงกว่า) เป็นวัตถุดิบ) เนื่องจาก Hydrowax จากหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลเหล่านี้มีกำมะถันเจือปนในปริมาณที่น้อย ซึ่งจะทำให้ผลิตภัณฑ์น้ำมันที่กลั่นจากหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินของโรงกลั่นน้ำมันของ SPRC มีส่วนผสมของกำมะถันลดลง นอกจากนี้ การที่ไม่ต้องนำ Hydrowax กลับเข้าสู่กระบวนการกลั่นในหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลอีกครั้งหนึ่ง จะทำให้สามารถนำน้ำมันดีเซลหนักจากหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลของ SPRC มากลั่นต่อในหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลของบริษัทฯ ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวทำให้ผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งมีคุณภาพดียิ่งขึ้นและในปริมาณที่มากขึ้น นอกจากนี้ การแลกเปลี่ยนวัตถุดิบ Hydrowax ของบริษัทฯ กับน้ำมันดีเซลหนักของ SPRC ดังกล่าวยังจะช่วยยืดอายุการทำงานของสารเร่งปฏิกิริยาที่อยู่ในหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลและทำให้บริษัทฯ สามารถยืดการทำงานของหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลซึ่งจะส่งผลให้รายได้ของบริษัทฯ และของ SPRC สูงขึ้นในขณะที่ค่าใช้จ่ายและเวลาที่ต้องหยุดเดินเครื่องจักรเพื่อเปลี่ยนสารเร่งปฏิกิริยาลดลง

- *การแลกเปลี่ยนน้ำมันที่ใช้ผสมกับน้ำมันเตาที่ผลิตจากหน่วยผลิตน้ำมันเตาเพื่อทำให้น้ำมันเตาใสขึ้นและมีจุดวาบไฟสูงขึ้น (Fuel Oil Cutter Exchange)* ก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มขึ้น บริษัทฯ ต้องนำน้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟต่ำ (Low Flash Point Kerosene) และน้ำมันดีเซลมาผสมกับน้ำมันเตาที่ผลิตจากหน่วยผลิตน้ำมันเตาเพื่อให้ได้น้ำมันเตาที่มีความหนืดและจุดวาบไฟที่ได้มาตรฐานของกระทรวงพาณิชย์ ภายใต้ Operating Alliance ARC นำน้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟสูง (High Flash Point Kerosene) จาก SPRC มาใช้ผสมในน้ำมันเตาแทนน้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟต่ำเพื่อให้ได้น้ำมันเตาที่มีความหนืดและจุดวาบไฟที่ได้มาตรฐานของกระทรวงพาณิชย์ ทำให้ต้นทุนการผลิตน้ำมันเตาของบริษัทฯ ลดลง สำหรับน้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟต่ำของบริษัทฯ สามารถนำไปผลิตเป็นน้ำมันอากาศยานที่มีราคาสูงได้เพิ่มขึ้นอีกด้วย นอกจากนี้ น้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟสูงจาก SPRC อีกส่วนหนึ่งยังนำมาใช้ผลิตให้ได้น้ำมันดีเซลและน้ำมันอากาศยานเพิ่มขึ้น นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังใช้น้ำมันก๊าดที่มีจุดวาบไฟสูงในหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลเพื่อผลิตน้ำมันดีเซล

- *การเลือกใช้น้ำมันดิบให้กลั่นได้กำไรสูงสุด (Crude Optimization)* ก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มต้นขึ้น การเลือกใช้น้ำมันดิบในการกลั่นของบริษัทฯ และของ SPRC (โดยใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวแยกต่างหากจากกัน) เพื่อให้ได้กำไรจากการกลั่นขั้นต้นสูงสุดจะถูกจำกัดด้วยรูปแบบโครงสร้างของโรงกลั่นน้ำมันและความต้องการผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปของลูกค้าของแต่ละบริษัท ภายใต้ Operating Alliance การดำเนินงานของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และของ SPRC เป็นการดำเนินงานร่วมกัน (โดยใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวร่วมกัน) ซึ่งส่งผลให้โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และของ SPRC มีความยืดหยุ่นในการเลือกน้ำมันดิบตาม Operating Alliance เพื่อให้สามารถผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดในปริมาณที่สูงขึ้นตรงตามความต้องการของลูกค้าของ

ทั้งบริษัทฯ และ SPRC และส่งผลให้บริษัทฯ และ SPRC ได้รับประโยชน์จากค่าการกลั่นร่วมที่สูงขึ้น และทำให้กำไรจากการกลั่นขั้นต้นสูงขึ้น

- *การผสมน้ำมันเบนซิน (Gasoline Blending)* ก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มต้นขึ้น บริษัทฯ ผลิตน้ำมันเบนซินได้ในปริมาณที่จำกัดเนื่องจากรีฟอร์เมตของบริษัทฯ ที่ใช้สำหรับผสมเป็นน้ำมันเบนซิน (Gasoline Blendstocks) ของบริษัทฯ มีสารอะโรมาติกส์และค่าออกเทนสูง ในขณะที่ SPRC สามารถผลิตน้ำมันเบนซินได้ในปริมาณที่สูง เนื่องจากมีน้ำมันที่ใช้ผสมเป็นน้ำมันเบนซินที่ผลิตจากหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินที่มีสารอะโรมาติกส์และค่าออกเทนต่ำ ภายใต้ Operating Alliance รีฟอร์เมตบางส่วนของบริษัทฯ และแนฟทาชนิดเบาจะถูกส่งไปยัง SPRC เพื่อใช้ผสมกับ Blendstock ของ SPRC เพื่อผลิตน้ำมันเบนซินที่มีส่วนผสมของสารอะโรมาติกส์และค่าออกเทนที่ต่ำ (ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐานในประเทศ) ได้ในปริมาณที่มากขึ้นเพื่อจำหน่ายให้แก่ผู้รับซื้อผลิตภัณฑ์ของทั้งบริษัทฯ และ SPRC ซึ่งทำให้บริษัทฯ และ SPRC มีความยืดหยุ่นในการผลิตน้ำมันเบนซินหรือการจำหน่ายรีฟอร์เมตเป็นวัตถุดิบให้แก่อุตสาหกรรมปิโตรเคมีได้มากขึ้นและทำให้บริษัทฯ และ SPRC มีกำไรจากการกลั่นขั้นต้นสูงขึ้น

- *การขายรีฟอร์เมต (Reformate)* ก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มต้นขึ้น โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และของ SPRC ต่างแยกกันส่งออกน้ำมันเบนซินและรีฟอร์เมตในปริมาณที่ไม่มากไปจำหน่ายยังตลาดต่างประเทศ ซึ่งทำให้ไม่คล่องตัวและมีค่าใช้จ่ายสูงเพราะมีสถานที่เก็บรีฟอร์เมตของโรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งในจำนวนน้อยและมีปริมาณจำหน่ายในจำนวนที่จำกัดภายใต้ Operating Alliance ได้มีการนำรีฟอร์เมตที่ผลิตจากโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งรวมกันหรือทำให้มีปริมาณรีฟอร์เมตที่สามารถส่งออกมีปริมาณมากพอที่จะส่งออกได้คุ้มค่าโดยใช้สถานที่เก็บรีฟอร์เมตของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งร่วมกัน จึงทำให้บริษัทฯ สามารถเลือกที่จะจำหน่ายรีฟอร์เมตได้หากการจำหน่ายรีฟอร์เมตให้ผลตอบแทนที่ดีกว่าการส่งออกน้ำมันเบนซิน ทั้งนี้ ARC จำหน่ายรีฟอร์เมตที่ผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งในนามของบริษัทฯ และ SPRC เพื่อให้เกิดผลประโยชน์จากการดำเนินงานร่วมกัน

- *การประหยัดค่าใช้จ่ายในด้านบุคลากร* ก่อน Operating Alliance นั้น ทั้งบริษัทฯ และ SPRC ต่างต้องจ้างพนักงานของตนเอง แต่ภายใต้ Operating Alliance ARC เข้ามารับการจ้างงานของพนักงานเกือบทั้งหมดของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่ง และสามารถรวมพนักงานด้านการจัดการ การดำเนินงานและการบริหารของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งที่เหลื่อมล้ำกันเข้าด้วยกัน โดยยกเลิกตำแหน่งงานที่ซ้ำซ้อน ซึ่งส่งผลให้สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร

การยกเลิก Operating Alliance

ในระหว่างช่วงเวลาที่อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันตกต่ำทั้งในประเทศและทั่วโลก และก่อนที่ Operating Alliance จะเริ่มขึ้น บริษัทฯ และ SPRC ต่างมีกำไรจากการกลั่นขั้นต้นที่ต่ำ และมีผลขาดทุนสุทธิ (Net Losses) ในการดำเนินธุรกิจ ดังนั้น จากการประสานการดำเนินงานโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และ SPRC ตาม Operating Alliance ทำให้บริษัทฯ และ SPRC สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายนับแต่ปี 2543 เป็นต้นมา ในช่วงระยะเวลาสามปีที่ผ่านมานี้ บริษัทฯ มีกำไรจากการกลั่นขั้นต้นเพิ่มขึ้นอย่างมากเมื่อเทียบกับกำไรจากการกลั่นขั้นต้นก่อน Operating Alliance จะเริ่มขึ้นซึ่งเป็นผลมาจากการที่อุปสงค์และราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปเพิ่มขึ้นอย่างมาก ด้วยเหตุดังกล่าว ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของบริษัทฯ จึงไม่มีผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญต่อสัดส่วนของกำไรและขาดทุนสุทธิก่อนการแบ่งผลประโยชน์ และการหักค่าบริการการเงินและภาษีเงินได้ ต่อรายได้จากการขาย

และการให้บริการเมื่อเทียบกับช่วงเวลาก่อน Operating Alliance จะเริ่มขึ้น ซึ่งในขณะนั้น บริษัทฯ และ SPRC มีกำไรจากการกลั่นขั้นต้นที่ต่ำ นอกจากนี้ เงื่อนไขต่าง ๆ ของ Operating Alliance ยังได้จำกัดความยืดหยุ่นในการดำเนินงานของบริษัทฯ อีกด้วย เนื่องจากการขยายการลงทุนใด ๆ ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อการดำเนินการร่วมกันตาม Operating Alliance จะต้องได้รับความยินยอมจาก SPRC ด้วย

ในวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2549 บริษัทฯ และ SPRC ได้ตกลงยกเลิก Operating Alliance โดยมีผลสิ้นสุดในวันที่ 8 กุมภาพันธ์ 2552 เป็นต้นไป เว้นแต่บริษัทฯ และ SPRC จะตกลงให้การยกเลิกมีผลก่อนวันดังกล่าว โดยตามเงื่อนไขในสัญญายกเลิก Operating Alliance บริษัทฯ และ SPRC จะต้องใช้ความพยายามอย่างดีที่สุดเพื่อบรรลุข้อตกลงเกี่ยวกับแผนการ Unwinding (ตามเงื่อนไขที่ระบุไว้ใน Operating Alliance) ภายใน 150 วัน นับแต่วันที่สัญญายกเลิก Operating Alliance มีผลใช้บังคับ ซึ่งตรงกับวันที่ 9 กรกฎาคม 2549 โดยหากบริษัทฯ ไม่สามารถบรรลุข้อตกลงกับ SPRC ได้ภายในระยะเวลาที่กำหนด สัญญา OAA กำหนดให้บริษัทฯ และ SPRC ต้องแต่งตั้งผู้เชี่ยวชาญอิสระที่ได้รับการยอมรับในระดับสากลเพื่อดำเนินการตัดสินเกี่ยวกับข้อตกลงในแผนการ Unwinding ทั้งนี้ บริษัทฯ และ SPRC ยังไม่สามารถบรรลุข้อตกลงเกี่ยวกับแผนการ Unwinding บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าการดำเนินการโดยผู้เชี่ยวชาญอิสระจะไม่ส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน และโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ โดยก่อนที่ Operating Alliance จะสิ้นสุดลง บริษัทฯ และ SPRC ได้ตกลงที่จะใช้ความพยายามอย่างสมเหตุผลเพื่อเข้าทำการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ต่าง ๆ ด้วยกัน โดยบริษัทฯ คาดว่า การดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ดังกล่าวจะมีแนวทางในการสร้างประโยชน์โดยส่วนใหญ่เช่นเดียวกันกับประโยชน์ที่บริษัทฯ ได้รับอยู่ในปัจจุบันจาก Operating Alliance เว้นแต่เรื่องการเลือกใช้น้ำมันดิบให้กลั่นได้กำไรสูงสุด และการลดต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านบุคคลากร อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ที่บริษัทฯ จะเข้าทำกับ SPRC ดังกล่าวจะทำให้บริษัทฯ ได้รับผลประโยชน์ในระดับเดียวกันกับที่บริษัทฯ ได้รับตาม Operating Alliance

ตามสัญญายกเลิก Operating Alliance (Operating Alliance Termination Agreement) บริษัทฯ และ SPRC ตกลงที่จะใช้ความพยายามอย่างสมเหตุผลเพื่อบรรลุข้อตกลงและสรุปรายละเอียดเงื่อนไขการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ภายในวันที่ 15 พฤษภาคม 2549 และเข้าทำสัญญาเพื่อดำเนินการตามการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ดังกล่าวก่อนที่จะถึงวันสิ้นสุด Operating Alliance โดยสัญญาดังกล่าวจะมีผลใช้บังคับนับแต่วันสิ้นสุด Operating Alliance ทั้งนี้ บริษัทฯ ยังมิได้เข้าทำสัญญาเพื่อดำเนินการตามการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ดังกล่าวและบริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่า บริษัทฯ จะสามารถเข้าทำสัญญาเพื่อดำเนินการตามการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ดังกล่าวได้

บริษัทฯ ประมาณการว่าการสูญเสียผลประโยชน์ร่วมตาม Operating Alliance จะทำให้กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ ลดลงเป็นจำนวนระหว่าง 30 ถึง 40 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ในปี 2546 และระหว่าง 50 ถึง 60 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ในปี 2547 แต่ทำให้กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ เพิ่มขึ้นเป็นจำนวนระหว่าง 10 ถึง 20 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ในปี 2548 โดยผลกระทบต่อกำไรขั้นต้นของบริษัทฯ ข้างต้นคำนวณจากการเปรียบเทียบผลต่างระหว่าง (ก) ส่วนแบ่งกึ่งหนึ่งของผลต่างระหว่างต้นทุนการผลิตกับรายได้ทั้งหมดที่คำนวณได้จากโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งภายใต้การดำเนินการแบบ Operating Alliance กับ (ข) ผลต่างระหว่างต้นทุนการผลิตกับรายได้ทั้งหมดที่คำนวณได้สำหรับการดำเนินการกลั่นโดยลำพังของบริษัทฯ (Standalone basis) ทั้งนี้ ในทั้งสองกรณี บริษัทฯ คำนวณภายใต้สมมติฐานดังนี้

- บริษัทฯ และโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งภายใต้การดำเนินการแบบ Operating Alliance ใช้น้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลางโดยใช้ราคาตลาดเฉลี่ยทั้งปีของน้ำมันดิบดังกล่าวในแต่ละปีที่เกี่ยวข้อง

- ได้มีการดำเนินการผลิตเต็มกำลังสำหรับการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิด (Product Slate) ที่สมมติว่าจะผลิต (ซึ่งเหมือนกันทุกปี) ที่บริษัทฯ คำนวณได้มาจากการใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวสำหรับโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งภายใต้การดำเนินการแบบ Operating Alliance และสำหรับการดำเนินการกลั่นโดยลำพังของบริษัทฯ แล้วแต่กรณี โดยการคำนวณดังกล่าวอยู่บนพื้นฐานของความต้องการผลิตภัณฑ์ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นและสมมติฐานด้านราคา และ
- มีการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้ในแต่ละปีที่เกี่ยวข้องในราคาตลาดเฉลี่ยของปีนั้น ๆ โดยในกรณีที่เป็นการจำหน่ายในประเทศ บริษัทฯ จะใช้ราคาที่ตั้งอยู่บนพื้นฐานของราคาเทียบเท่ากับราคานำเข้า (Import Parity) และใช้ราคาที่ตั้งอยู่บนพื้นฐานของราคาเทียบเท่ากับราคาส่งออก (Export Parity) ในกรณีที่เป็นการส่งออก

ส่วนแบ่งกึ่งหนึ่งของบริษัทฯ ในต้นทุนการผลิตกับรายได้ทั้งหมดซึ่งใช้ในการคำนวณดังกล่าว แตกต่างจากจำนวนต้นทุนการผลิตกับรายได้ที่แท้จริงตามงบการเงินอันเนื่องมาจากความแตกต่างของราคาที่สมมติขึ้นและราคาที่แท้จริงสำหรับต้นทุนราคาน้ำมันดิบและราคาการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ในปีที่เกี่ยวข้อง นอกจากนี้ จำนวนผลิตภัณฑ์ที่สมมติว่าจะผลิตแต่ละชนิดที่ใช้ในการคำนวณของบริษัทฯ ยังแตกต่างจากจำนวนผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่ผลิตจริงในปีที่เกี่ยวข้องนั้น อย่างไรก็ดี บริษัทฯ เชื่อว่าผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่ผลิตได้จริงในแต่ละปีจะไม่แตกต่างอย่างมีนัยสำคัญจากผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่สมมติว่าจะผลิตได้จากการใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวในการคำนวณ เนื่องจากความคล้ายคลึงของความต้องการผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ ภายในประเทศ ในแต่ละปีและรูปแบบโรงกลั่นของบริษัท ฯ

สัดส่วนของผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่ผลิตได้จากการใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวสำหรับโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งภายใต้การดำเนินการแบบ Operation Alliance ภายใต้สมมติฐานข้างต้น โดยใช้น้ำมันดิบชนิดหนักจากภูมิภาคตะวันออกกลางทั้งหมด ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบาในอัตราประมาณร้อยละ 33 น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบาในอัตราประมาณร้อยละ 49 น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนักในอัตราประมาณร้อยละ 16 และผลิตภัณฑ์อื่น (รวมถึงกำมะถัน ยางมะตอย และ Mixed C4) ในอัตราประมาณร้อยละ 2 ทั้งนี้ สัดส่วนของผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่ได้จากการใช้โปรแกรมการกลั่นเชิงเดี่ยวสำหรับการดำเนินการกลั่นโดยลำพังของบริษัทฯ ภายใต้สมมติฐานดังกล่าวข้างต้น โดยใช้น้ำมันดิบชนิดหนักจากภูมิภาคตะวันออกกลางทั้งหมด ได้แก่ น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบาในอัตราประมาณร้อยละ 22 น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบาในอัตราประมาณร้อยละ 60 และน้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนักในอัตราประมาณร้อยละ 19

จากผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่สมมติว่าจะผลิตที่บริษัทฯ คาดว่าจะผลิตได้ภายใต้การดำเนินการกลั่นโดยลำพังในช่วงระยะเวลาในแต่ละปีดังกล่าว เมื่อเปรียบเทียบกับการดำเนินการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งภายใต้การดำเนินการแบบ Operating Alliance บริษัทฯ จะมีปริมาณการผลิตน้ำมันดีเซลเพิ่มขึ้นและไม่มีการผลิตน้ำมันเบนซินและโพรไพลีน ดังนั้น กำไรขั้นต้นของบริษัทฯ ภายใต้การดำเนินการกลั่นแบบ Operating Alliance และภายใต้การดำเนินการกลั่นโดยลำพังของบริษัทฯ จะได้รับผลกระทบอย่างมีนัยสำคัญจากราคาหน้าโรงกลั่นของน้ำมันดีเซลและน้ำมันเบนซิน โดยบริษัทฯ จะได้รับประโยชน์จากการดำเนินการกลั่นโดยลำพังหากน้ำมันดีเซลที่บริษัทฯ ขายได้หน้าโรงกลั่น (ไม่รวมภาษีและเงินส่งเข้ากองทุน) มีราคาสูงกว่าน้ำมันเบนซิน อย่างไรก็ดี โดยทั่วไปแล้ว ราคาขายปลีกน้ำมันดีเซลต่อลิตรจะมีราคาถูกกว่าราคาหน้าโรงกลั่นขายปลีกต่อลิตรน้ำมันเบนซินต่อลิตร เนื่องจากในการกำหนดราคาขายปลีกน้ำมันเบนซินผู้ค้าน้ำมันมีต้นทุนค่าภาษีที่เกี่ยวข้องและเงินนำส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อการส่งเสริมและอนุรักษ์พลังงานที่สูงกว่า

ทั้งนี้ ประมาณการของบริษัทฯ ตั้งอยู่บนปัจจัยและสมมติฐานซึ่งบริษัทฯ และที่ปรึกษาทางการเงินเชื่อว่าสมเหตุสมผล แต่อาจไม่สามารถพิสูจน์ได้ว่าถูกต้องอย่างสมบูรณ์และไม่อาจนำไปใช้กับบริษัทอื่นที่อยู่ในอุตสาหกรรมเดียวกันได้ โดยการประมาณการดังกล่าว ไม่รวมถึงผลประโยชน์อื่น ๆ เช่น การร่วมกันรับผิดชอบต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร การประหยัดค่าใช้จ่ายจากการ

ขนถ่ายน้ำมันดิบร่วมกัน และผลประโยชน์จากการขายรีฟอร์เมตซึ่งอาจมีจำนวนมาก จำนวนของต้นทุนที่แน่นอนในอนาคตที่จะเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากการสูญเสียผลประโยชน์ร่วมตาม Operating Alliance จะขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของบริษัทฯ รวมถึงรูปแบบการดำเนินการร่วมเชิงพาณิชย์ที่บริษัทฯ จะเข้าทำกับ SPRC ผลกระทบจากโครงการขยายการลงทุนและการเพิ่มขีดความสามารถของบริษัทฯ ความไม่แน่นอนทางธุรกิจ เศรษฐกิจ กฎเกณฑ์ และการแข่งขัน ความต้องการผลิตภัณฑ์น้ำมันของลูกค้า การใช้กำลังการผลิตของโรงกลั่นน้ำมัน และโดยเฉพาะอย่างยิ่งราคาน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปรวมถึงวัตถุดิบอื่น ๆ ในแต่ละปี นอกจากนี้ การเปรียบเทียบของบริษัทฯ ตั้งอยู่บนพื้นฐานของการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่สมมติว่าจะผลิตและไม่อาจรับรองได้ว่าบริษัทฯ จะผลิตผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในอนาคต ความหลากหลายของสัดส่วนการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดที่บริษัทฯ จะผลิตจริงจะส่งผลกระทบต่อประโยชน์หรือการสูญเสียที่บริษัทฯ จะได้รับจากการสูญเสียผลประโยชน์ร่วมภายใต้การดำเนินการแบบ Operating Alliance อีกทั้งการเปรียบเทียบดังกล่าวยังตั้งอยู่บนพื้นฐานของการดำเนินการผลิตเต็มกำลังของโรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งของบริษัทฯ และของ SPRC นอกจากนี้ การหยุดกลั่นน้ำมันตามกำหนดการและการหยุดกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้จะส่งผลกระทบต่อผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้จริง ดังนั้น จึงไม่อาจรับรองได้ว่าการสูญเสียผลประโยชน์ร่วมตาม Operating Alliance จะไม่ทำให้รายได้ของบริษัทฯ ลดลงและทำให้บริษัทฯ มีต้นทุนเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในอนาคตเกินกว่าที่บริษัทฯ ประมาณการในช่วงระยะเวลาก่อนหน้า หรือจะไม่ส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงานและโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ

สัญญา Operating Alliance ได้กำหนดให้คู่สัญญาแต่ละฝ่ายชดเชยมูลค่าทรัพย์สินให้แก่อีกฝ่ายหนึ่ง โดยกำหนดสูตรคำนวณค่าชดเชยจากการแบ่งทรัพย์สินภายใต้ Operating Alliance ซึ่งคำนึงถึงมูลค่าทางบัญชีสุทธิของทรัพย์สินภายใต้ Operating Alliance ที่ตั้งอยู่ในโรงกลั่นน้ำมันของคู่สัญญาแต่ละฝ่ายในส่วนที่เกินกว่าส่วนแบ่งร้อยละ 50 ของมูลค่าทางบัญชีสุทธิของทรัพย์สินทั้งหมดภายใต้ Operating Alliance ซึ่ง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 มูลค่าทางบัญชีสุทธิของทรัพย์สินตามส่วนแบ่งร้อยละ 50 ของทรัพย์สินทั้งหมดภายใต้ Operating Alliance ของบริษัทฯ มีจำนวน 676 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 1.89 ของทรัพย์สินสุทธิทั้งหมดของบริษัทฯ ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 อย่างไรก็ตาม ภายใต้เงื่อนไขตามสัญญา OAA มูลค่าทางบัญชีสุทธิของทรัพย์สินภายใต้ Operating Alliance ซึ่งจะใช้ในการคำนวณค่าชดเชยดังกล่าวที่แท้จริงนั้นจะอ้างอิงจากมูลค่าทางบัญชีสุทธิของทรัพย์สินดังกล่าวในขณะที่มีการคำนวณค่าชดเชยนั้น

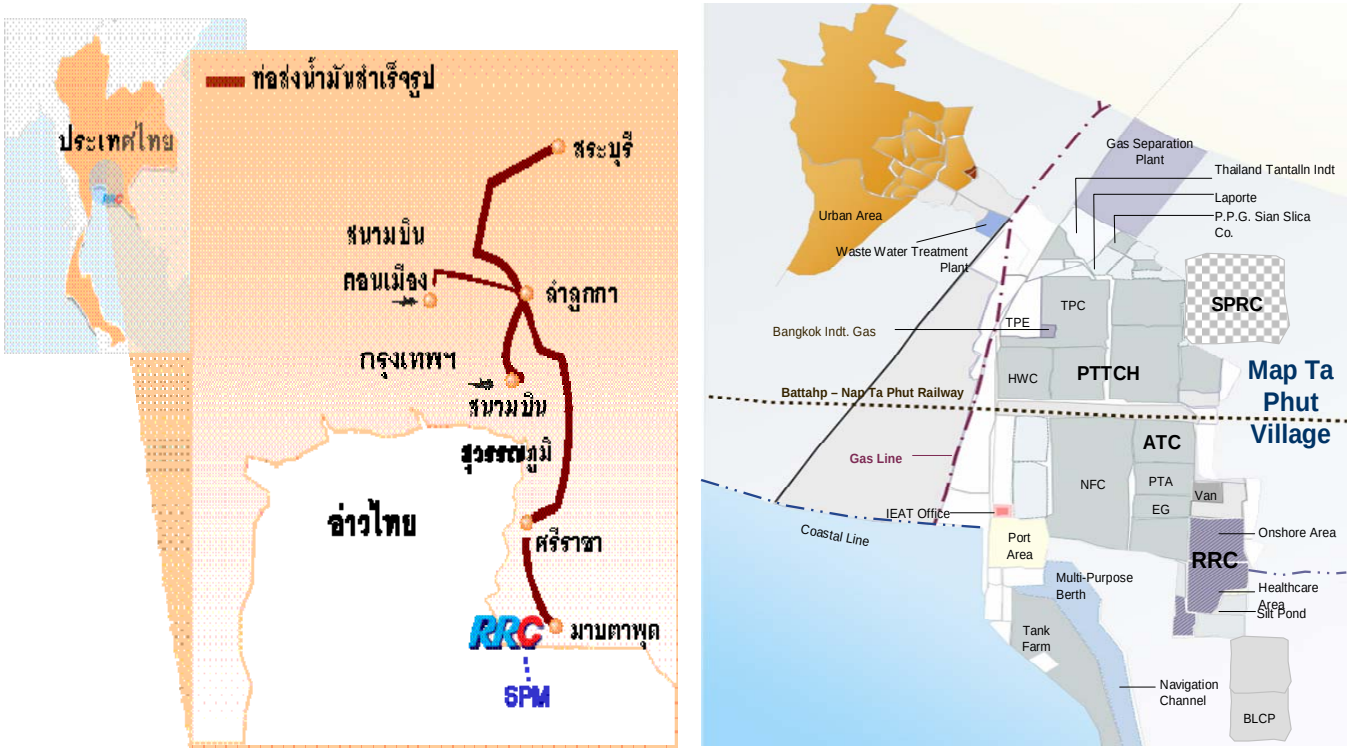
ก่อนวันที่ Operating Alliance จะสิ้นสุดลง บริษัทฯ คาดว่า บริษัทฯ จะว่าจ้างพนักงานในจำนวนมากกว่าครึ่งหนึ่งของพนักงานทั้งหมดของ ARC ให้มาปฏิบัติงานและบริหารงานโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เมื่อ Operating Alliance สิ้นสุดลง โดยบริษัทฯ จะพิจารณาจ้างพนักงานของ ARC เป็นอันดับแรก อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าพนักงานของ ARC ผู้ที่บริษัทฯ เสนองานให้จะรับข้อเสนอของบริษัทฯ นอกจากนี้ หากบริษัทฯ ดำเนินการตามโครงการขยายการลงทุน บริษัทฯ จะต้องว่าจ้างพนักงานเพิ่มเติมเพื่อปฏิบัติงานและบริหารงานสำหรับ Reforming Complex และ Upgrading Complex อีกทั้งบริษัทฯ มีความตั้งใจที่จะว่าจ้างพนักงานเพิ่มมากขึ้น เมื่อถึงเวลาที่บริษัทฯ ต้องการ

3.1.1 โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ซึ่งตั้งอยู่ห่างจากกรุงเทพมหานครไปทางตะวันออกเฉียงใต้เป็นระยะทางประมาณ 200 กิโลเมตร นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเป็นสถานที่ที่สำคัญแห่งหนึ่งตามนโยบายของรัฐบาลในการพัฒนาชายฝั่งภาคตะวันออกของประเทศให้เป็นฐานอุตสาหกรรมหลัก ระบบคมนาคมพื้นฐาน อันได้แก่ ถนน ทางรถไฟ ทางท่อส่งผลิตภัณฑ์และท่าเรือ ทำให้นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเหมาะแก่การขนส่งและลำเลียงผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ ไปยังตลาดต่าง ๆ ทั้งในประเทศและทั่วโลก นอกจากนี้ ยังมีบริษัทอุตสาหกรรมปิโตรเคมีอื่น ๆ ที่ตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียงในนิคม

อุตสาหกรรมมาบตาพุด ได้แก่ บมจ.ปตท. เคมิคอล ATC บมจ. บางกอกโพลีเอททีลีน บมจ. ทีพีที และบจ. ระยองโอเลฟินส์ ซึ่ง ATC และ บมจ. ปตท. เคมิคอล เป็นลูกค้าของบริษัทฯ

แผนที่ข้างล่างนี้แสดงตำแหน่งที่ตั้งของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด



โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ นั้น ได้รับการออกแบบให้เป็นโรงกลั่นแบบ Complex แบบขั้นตอนเดี่ยว (Single Processing Train) ด้วยลักษณะของโรงกลั่นดังกล่าว และภายใต้ Operating Alliance โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ สามารถผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลว รีฟอร์เมต แนฟทาชนิดเบา น้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และ Hydrocracker Bottoms โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ มีหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 145,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนักที่มีกำลังการผลิตจำนวน 28,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยผลิตน้ำมันดีเซลที่มีกำลังการผลิตจำนวน 53,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลที่มีกำลังการผลิตจำนวน 66,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยกลั่นสุญญากาศที่มีกำลังการผลิตจำนวน 67,000 บาร์เรลต่อวัน หน่วยผลิตน้ำมันเตาที่มีกำลังการผลิตจำนวน 22,000 บาร์เรลต่อวัน และหน่วยเสริมการผลิตอื่น ๆ ที่เพิ่มขีดความสามารถให้บริษัทฯ สามารถผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปได้ตามความต้องการของลูกค้า นอกจากนี้ หน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมัน ของบริษัทฯ ที่มีอยู่เป็นจำนวนมากยังช่วยให้บริษัทฯ สามารถผลิตน้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนึ่งกึ่งเบา ซึ่งเป็นที่ต้องการของตลาดในประเทศอย่างมาก และยังช่วยให้บริษัทฯ มีความยืดหยุ่นสูงในการเลือกใช้วัตถุดิบในการผลิตของบริษัทฯ อีกด้วย

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ยังสามารถกลั่นน้ำมันดิบได้หลากหลายประเภท รวมทั้งน้ำมันดิบจากภูมิภาคตะวันออกกลาง ตะวันออกไกล แอฟริกาตะวันตก และน้ำมันดิบจากแหล่งในประเทศ ซึ่งการเลือกวัตถุดิบจะขึ้นอยู่กับราคา และคุณภาพปริมาณผลิตภัณฑ์ที่ได้จากวัตถุดิบนั้น ๆ พื้นที่ที่ใช้สร้างโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ซึ่งมีโรงกลั่นน้ำมัน สาธารณูปโภค และที่เก็บสินค้าเป็นสถานที่ที่เป็นไปตามข้อกำหนดเกี่ยวกับความปลอดภัยทางด้านอุตสาหกรรมฉบับล่าสุดในเรื่องของการแบ่งเขตอาคารและระยะทาง อีกทั้งเป็นสถานที่ที่สามารถเข้าถึงเพื่อดำเนินการบำรุงรักษาอุปกรณ์ต่าง ๆ หรือในกรณีที่มีเหตุฉุกเฉินได้ง่าย

หน่วยผลิตน้ำมันดีเซล และหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซล สามารถผลิตน้ำมันดีเซลจาก Heavy Vacuum Gasoil ซึ่งมีปริมาณกำมะถันต่ำได้ตามมาตรฐานที่รัฐบาลกำหนด โดยสามารถลดปริมาณกำมะถันในน้ำมันดีเซลเหลือเพียงน้อยกว่า 350 ส่วนในล้านส่วน ในขณะที่หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก ช่วยเพิ่มค่าออกเทนในแนฟทาชนิดหนักเพื่อการผลิตน้ำมันเบนซิน

การดำเนินงานของโรงกลั่นน้ำมัน

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้ง 145,000 บาร์เรลต่อวัน อย่างไรก็ตาม ในบางครั้งบริษัทฯ สามารถปรับการผสมน้ำมันดิบเพื่อให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบได้มากถึง 155,000 บาร์เรลต่อวันเป็นครั้งคราว โดยมีอัตราการใช้กำลังการผลิตรวมของโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่งในปี 2546 ปี 2547 และปี 2548 คิดเป็นร้อยละ 94 ร้อยละ 102 และร้อยละ 96 ตามลำดับ ในขณะที่อัตราการใช้กำลังการผลิตของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เพียงแห่งเดียว (Standalone Basis) ในปี 2546 ปี 2547 และปี 2548 คิดเป็นร้อยละ 98 ร้อยละ 105 และร้อยละ 92 ตามลำดับ

จำนวนวันที่บริษัทฯ และ SPRC หยุดการกลั่นน้ำมันในแต่ละปีนั้นมีผลกระทบต่ออัตราความสามารถในการดำเนินการผลิตรวม บริษัทฯ จัดประเภทการหยุดกลั่นน้ำมันเป็น 2 ประเภท คือ (1) การหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อบำรุงรักษาตามกำหนดการ (Scheduled Maintenance Shutdown) หมายถึง การหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่เป็นการทั่วไปตามกำหนดการ (Routine Major Turnaround Maintenance) และการบำรุงรักษาอื่น ซึ่งบริษัทฯ ได้กำหนดไว้ในแผนการปฏิบัติงานของบริษัทฯ และ (2) การหยุดกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้ (Unscheduled Shutdown) หมายถึง การหยุดกลั่นน้ำมันที่เกิดขึ้นโดยบริษัทฯ ไม่ทราบล่วงหน้า

ในปี 2546 SPRC ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ตามกำหนดการ (Scheduled Maintenance Shutdown) เป็นระยะเวลา 27 วัน ซึ่งทำให้อัตราความสามารถในการดำเนินการผลิตรวมในปี 2546 ลดลงและในเดือนตุลาคม ถึงเดือนพฤศจิกายน 2548 บริษัทฯ ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ตามกำหนดการเป็นระยะเวลา 36 วัน ซึ่งทำให้อัตราความสามารถในการดำเนินการผลิตรวมในปี 2548 ลดลง โดยก่อนการหยุดกลั่นน้ำมันในเดือนตุลาคม 2548 บริษัทฯ มีกำหนดการหยุดการกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่และจะตรวจสอบทุก ๆ สี่ปี ซึ่งบริษัทฯ มีการหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ครั้งล่าสุดในปี 2544 แต่หลังจากเดือนตุลาคม 2548 เป็นต้นไป บริษัทฯ และ SPRC มีความตั้งใจจะขยายรอบระยะเวลาการหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ตามกำหนดการจากทุก ๆ สี่ปีเป็นทุก ๆ ห้าปี เนื่องจาก ARC ได้มีแผนการบำรุงรักษาที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น และมีระบบการตรวจสอบออนไลน์ที่เข้มงวดขึ้น อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ กำหนดจะทำการหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ครั้งต่อไปในไตรมาสที่สามของปี 2551 เพื่อสนับสนุนการดำเนินการเชื่อมต่อโครงการขยายการลงทุน (Reforming Complex และ Upgrading Complex) กับโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ทั้งนี้ หากไม่มีความจำเป็นต้องหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อเชื่อมต่อโครงการขยายการลงทุน บริษัทฯ จะหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ตามกำหนดการครั้งต่อไปในปี 2553 ในขณะที่ SPRC กำหนดจะทำการหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ครั้งต่อไปในปี 2551

บริษัทฯ ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาตามกำหนดการ (Scheduled Shutdown) เป็นระยะเวลาประมาณ 14 วันทุกๆ 2 ปีครึ่ง เพื่อนำสารเร่งปฏิกิริยามาใส่ทดแทนของเดิมในหน่วยผลิตน้ำมันดีเซล โดยบริษัทฯ ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาตามกำหนดการสำหรับหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลครั้งล่าสุดเมื่อเดือนตุลาคมและเดือนพฤศจิกายน 2548 ซึ่งเป็นช่วงระยะเวลาเดียวกันกับที่บริษัทฯ ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งใหญ่ตามกำหนดการ (Major Scheduled Turnaround Maintenance) และบริษัทฯ กำหนดการหยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาตามกำหนดการสำหรับหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลครั้งต่อไปในปี 2551 ทั้งนี้ ในปี 2548 บริษัทฯ ได้หยุดกลั่นน้ำมันเพื่อการบำรุงรักษาครั้งกำหนดการ เป็นระยะเวลาประมาณ 5 วัน โดยมี

สาเหตุหลักมาจากการนำปริมาณสารเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ใส่ในหน่วยปฏิกรณ์ (Catalyst Beds) เพื่อทดแทนของเดิมในหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซล

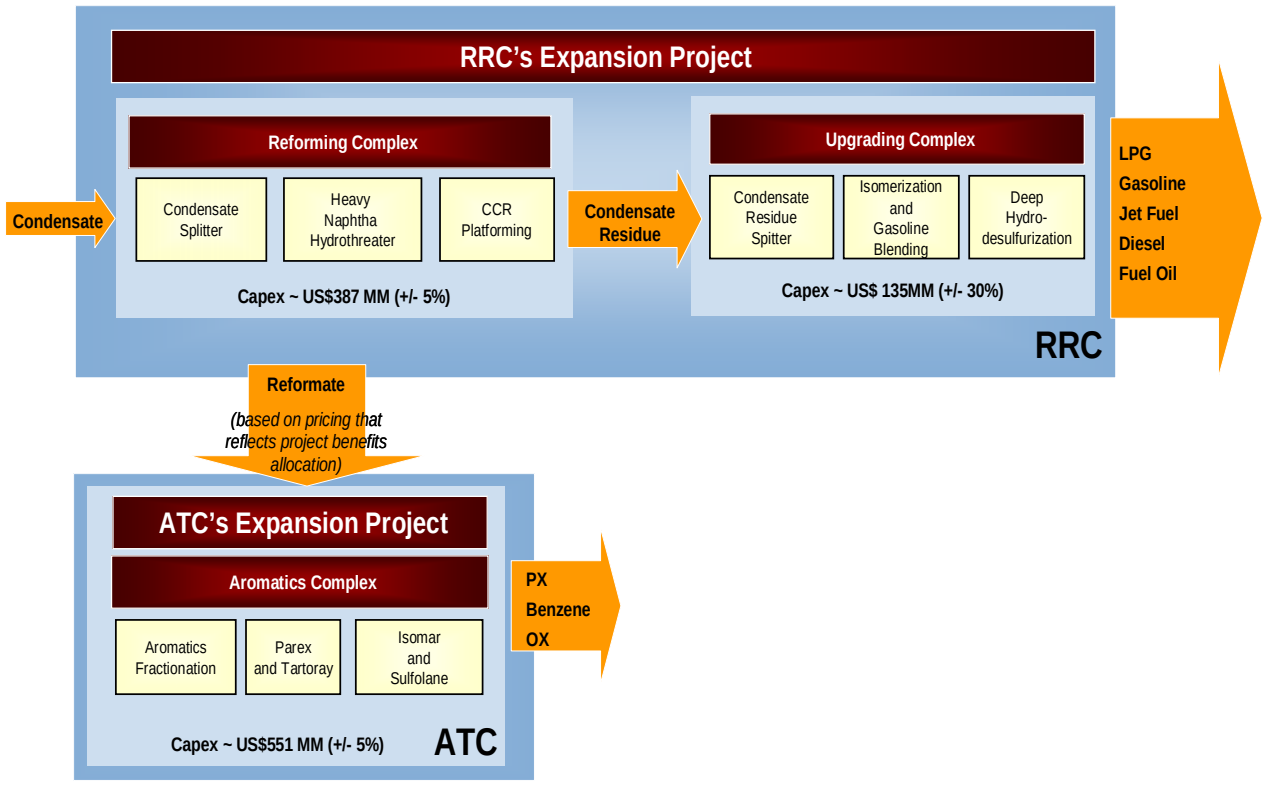
ในช่วงไม่กี่ปีที่ผ่านมา โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และ SPRC ได้หยุดการกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้ (Unscheduled Shutdown) โดยในปี 2545 โรงกลั่นน้ำมันของ SPRC ได้หยุดการกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้เป็นระยะเวลาประมาณ 7 วัน เนื่องจากจุดเชื่อมต่อของหน่วยผลิตน้ำมันเบนซินแตก และในปี 2547 บริษัทฯ ได้หยุดการกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้เป็นระยะเวลาประมาณ 10 วัน เนื่องจากหน่วยกลั่นสุญญากาศขัดข้อง และในปี 2548 SPRC ได้หยุดการกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดที่วางไว้เป็นเวลาประมาณ 3 วัน เนื่องจากกังหันแก๊สขัดข้อง มาตรการที่จะช่วยลดผลกระทบของการหยุดกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้สำหรับโรงกลั่นน้ำมันแห่งใดแห่งหนึ่งภายใต้ Operating Alliance คือ โดยการดำเนินการกลั่นอย่างต่อเนื่องของโรงกลั่นน้ำมันอีกแห่งหนึ่ง (ภายใต้ข้อสมมติฐานว่ามีโรงกลั่นน้ำมันเพียงแห่งเดียวที่หยุดการกลั่นน้ำมันโดยมิได้เป็นไปตามกำหนดการที่วางไว้) และการสำรองชิ้นส่วนอะไหล่บางชิ้นไว้ แม้ว่าภายหลังจากการสิ้นสุด Operating Alliance บริษัทฯ ไม่ได้คาดหวังที่จะได้รับประโยชน์จากการดำเนินงานอย่างต่อเนื่องของโรงกลั่นน้ำมันของ SPRC ที่จะช่วยบรรเทาผลกระทบของการหยุดกลั่นน้ำมันของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ บริษัทฯ คาดว่าผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการหยุดกลั่นน้ำมันนอกเหนือกำหนดการที่วางไว้จะสามารถบรรเทาได้โดยการดำเนินการกลั่นอย่างต่อเนื่องใน Reforming Complex เมื่อบริษัทฯ ดำเนินการก่อสร้าง Reforming Complex เสร็จสมบูรณ์และสามารถเริ่มดำเนินการได้

โครงการขยายการลงทุน

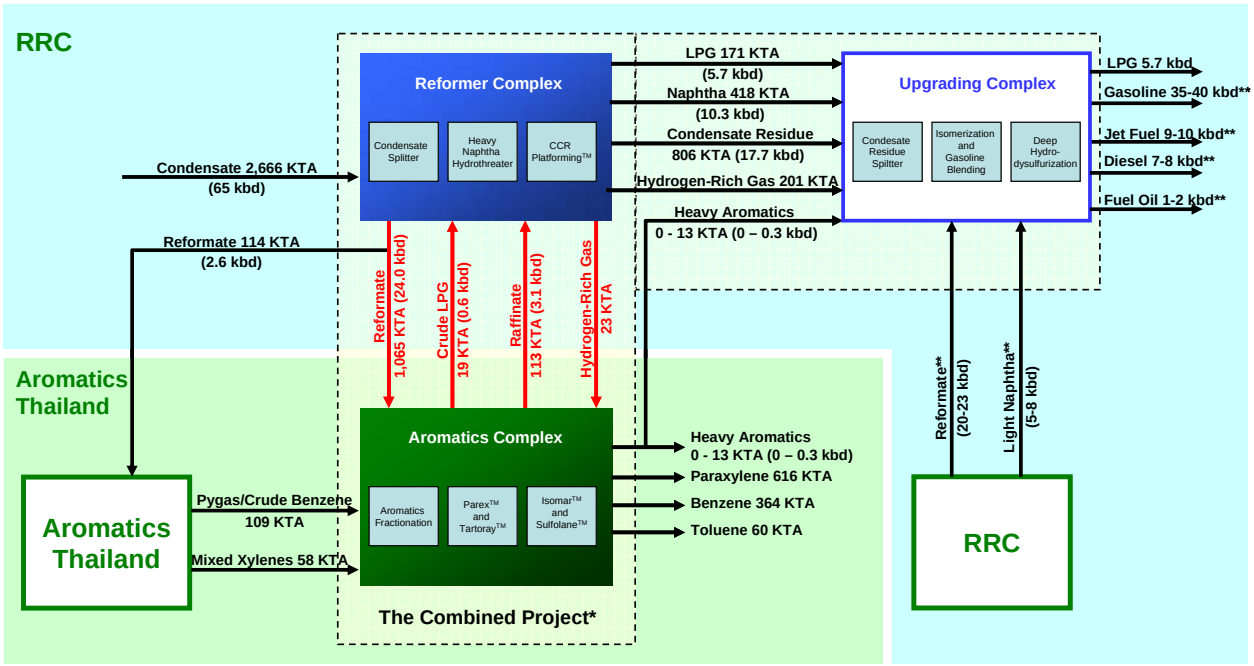
ATC ได้เริ่มโครงการก่อสร้างโรงงานอะโรเมติกส์ใหม่ ซึ่งประกอบด้วย Reforming Complex และ Aromatics Complex บริษัทฯ และ ATC ได้ร่วมตกลงในหลักการว่า บริษัทฯ จะเป็นผู้ก่อสร้าง และมีกรรมสิทธิ์ใน Reforming Complex ที่ ATC วางแบบไว้เดิม ซึ่งจะประกอบด้วย Condensate Splitter หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันเบนซิน หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก หน่วยกำจัดสารปรอท และหน่วยแยกเกลือแร่จากน้ำมันดิบ ทั้งนี้ ATC จะยังคงเป็นเจ้าของและดำเนินการ Aromatics Complex ซึ่งประกอบด้วย Benzene-Toluene Fractionation Unit (BTX) บริษัทฯ ตั้งใจที่จะใช้ประโยชน์จาก Condensate Residue ที่ได้จาก Condensate Splitter และใช้ไฮโดรเจนที่ได้จากหน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก ของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ซึ่งทำให้บริษัทฯ ต้องก่อสร้าง Upgrading Complex ใหม่ในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ซึ่งประกอบด้วย Condensate Residue Splitter หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลและหน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดเบาเพื่อใช้ในการกลั่น Condensate Residue ซึ่งผลิตได้จาก Reforming Complex หากบริษัทฯ ดำเนินงานโครงการขยายการลงทุนดังกล่าว บริษัทฯ คาดว่ากำลังการผลิตติดตั้งโดยรวมของบริษัทฯ จะเพิ่มขึ้นจาก 145,000 บาร์เรลต่อวัน เป็น 210,000 บาร์เรลต่อวัน

บริษัทฯ และ ATC คาดว่าโครงการร่วมฯ ซึ่งประกอบด้วย Reforming Complex Upgrading Complex และ Aromatics Complex ดังกล่าวจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในไตรมาสที่สามของปี 2551 อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าโครงการขยายการลงทุนดังกล่าวตามที่เสนอนี้จะเกิดขึ้น หรือจะเสร็จสมบูรณ์ตามระยะเวลาที่กำหนดหรืออาจไม่เสร็จสมบูรณ์เลย

แผนภาพข้างล่างนี้แสดงถึงโครงการขยายการลงทุนในส่วนที่เกี่ยวกับการดำเนินงานของ ATC และบริษัทฯ ซึ่งโครงการดังกล่าวยังอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต



แผนภาพข้างล่างนี้แสดงถึงการแลกเปลี่ยนผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Stream) และผลิตภัณฑ์ของโครงการร่วมฯ ซึ่งโครงการดังกล่าวยังอาจมีการเปลี่ยนแปลงได้ในอนาคต



หมายเหตุ:

* โครงการร่วมฯ

** ประมาณการโดยบริษัทฯ บริษัทฯ อาจขายรีฟอร์เมตที่ผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ในปัจจุบันแทนการใช้เป็นวัตถุดิบใน Upgrading Complex ที่บริษัทฯ จะก่อสร้างขึ้น หากราคาของรีฟอร์เมตเพิ่มสูงขึ้นและทำให้บริษัทฯ ได้กำไรจากการขายรีฟอร์เมตสูงกว่ากำไรที่บริษัทฯ อาจได้จากการขายน้ำมันเบนซิน

Reforming Complex และ Aromatics Complex ได้รับการออกแบบให้ดำเนินการอย่างโรงงานเดี่ยว (Single Plant) ดังนั้น ด้วยลักษณะของโรงงานอะโรเมติกส์ที่มีรูปแบบร่วมกัน บริษัทฯ จึงมีความตั้งใจที่จะว่าจ้าง ATC ให้เป็นผู้ดำเนินการในส่วนของ Reforming Complex ทั้งนี้ บริษัทฯมีแผนที่จะแลกเปลี่ยนผลิตภัณฑ์ (Product Streams) ระหว่าง Reforming Complex และ Upgrading Complex ที่จะสร้างขึ้นใหม่ และโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ที่มีอยู่ในปัจจุบันและใช้ประโยชน์จากผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Stream) ที่หลากหลายที่ผลิตได้จาก Reforming Complex และ Upgrading Complex มาใช้ในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ สำหรับสถานที่ที่จะเป็นที่ตั้งของ Reforming Complex จะอยู่ห่างจากโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ประมาณ 10 กิโลเมตร โดยตั้งอยู่ติดกับ Aromatics Complex ในขณะที่ Upgrading Complex จะตั้งอยู่ในพื้นที่ของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

บริษัทฯ มีแผนที่จะจำหน่ายรีฟอร์เมตทั้งหมดที่ผลิตได้จาก Reforming Complex ให้แก่ ATC เพื่อใช้เป็นวัตถุดิบใน Aromatics Complex และเพื่อใช้ในหน่วยการผลิตอื่น ๆ ของ ATC เพื่อผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีตามสัญญารับซื้อรีฟอร์เมตระยะยาว ซึ่งบริษัทฯ จะเจรจากับ ATC (โดยเป็นส่วนหนึ่งของโครงการขยายการลงทุน) และบริษัทฯ มีแผนที่จะใช้รีฟอร์เมต ซึ่งบริษัทฯ คาดว่าจะผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันปัจจุบันของบริษัทฯ มาใช้เป็นวัตถุดิบใน Upgrading Complex เพื่อใช้ผลิตน้ำมันเบนซิน อย่างไรก็ดี หากบริษัทฯ พิจารณาแล้วว่าการขายรีฟอร์เมตและวัตถุดิบที่ใช้ผสม (Blendstocks) เพื่อใช้เป็นวัตถุดิบสำหรับการผลิตปิโตรเคมีจะทำให้บริษัทฯ ได้รับผลตอบแทนที่ดีกว่าการผสมรีฟอร์เมตและวัตถุดิบที่ใช้ผสมในการผลิตน้ำมันเบนซิน บริษัทฯ อาจขายรีฟอร์เมตที่ผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ในปัจจุบัน ไปพร้อมกับวัตถุดิบที่ใช้ผสมที่ผลิตได้จากโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ในปัจจุบัน และจาก Upgrading Complex ที่จะก่อสร้างขึ้นแทนที่การผสมรีฟอร์เมตและวัตถุดิบที่ใช้ผสมใน Upgrading Complex ที่จะก่อสร้างขึ้นเพื่อผลิตน้ำมันเบนซิน บริษัทฯ เชื่อว่าการขยายกำลังการผลิตโดยการรวม Reforming Complex และ Upgrading Complex เข้ากับหน่วยการผลิตของบริษัทฯ จะทำให้บริษัทฯ สามารถบรรลุผลดังต่อไปนี้

- เพิ่มรายได้ให้สูงขึ้นและคาดว่าจะได้รับผลตอบแทนเพิ่มขึ้นจากการขยายกำลังการผลิต
- ทำให้มีผลิตภัณฑ์และมีแหล่งรายได้ที่มีความหลากหลาย โดยการผลิตผลิตภัณฑ์ที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มมากขึ้น
- เพิ่มความยืดหยุ่น (Flexibility) ในการดำเนินงานของบริษัทฯ อันเนื่องมาจากความหลากหลายของกระบวนการผลิตและชนิดของวัตถุดิบ และ
- เพื่อให้บริษัทฯ สามารถปฏิบัติตามมาตรฐานของคุณภาพผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่จะจำหน่ายในประเทศที่จะมีการเปลี่ยนแปลงในอนาคต ซึ่งบริษัทฯ คาดว่ามาตรฐานดังกล่าวจะอิงตามกฎเกณฑ์ของสหภาพยุโรป (Euro IV) โดยไม่ต้องมีการลงทุนเพิ่มเติม

บริษัทฯ คาดว่าเงินลงทุนสำหรับ Reforming Complex และ Upgrading Complex จะมีมูลค่าประมาณ 387 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ (บวกหรือลบร้อยละ 5) และ 135 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ (บวกหรือลบร้อยละ 30) ตามลำดับ โดยบริษัทฯ จะนำเงินที่บริษัทฯ ได้จากการเสนอขายหุ้นในครั้งนี้ และกระแสเงินสดจากการดำเนินงานของบริษัทฯ มาใช้เป็นเงินลงทุนดังกล่าว อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าเงินลงทุนทั้งหมดของบริษัทฯ ดังกล่าวจะไม่สูงไปกว่าที่กำหนดไว้ นอกจากนี้ หากบริษัทฯ มีกระแสเงินสดจากการดำเนินงานไม่เพียงพอ บริษัทฯ อาจต้องกู้เงินบางส่วนจากธนาคารพาณิชย์เพื่อมาใช้ในการลงทุน ซึ่งบริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าบริษัทฯ จะสามารถหาเงินกู้ได้อย่างเพียงพอและมีเงื่อนไขที่ยอมรับได้ในเชิงพาณิชย์หรืออาจไม่สามารถกู้ได้เลย

บริษัทฯ คาดว่า Reforming Complex และ Upgrading Complex ดังกล่าวจะเริ่มดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในไตรมาสที่สามของปี 2551 ตามข้อตกลงโครงการลงทุน และบริษัทฯ ได้รับแจ้งจาก ATC ว่า ATC คาดว่า Aromatic Complex จะเริ่มดำเนินการเชิง

พาณิชย์ในไตรมาสที่ 3 ของปี 2551 เช่นกัน อย่างไรก็ดี บริษัทฯ มิอาจรับรองได้ว่า การดำเนินการการผลิตผลิตภัณฑ์เชิงพาณิชย์ของ Reforming Complex Upgrading Complex และ Aromatics complex จะเกิดขึ้นตามกำหนดและ/หรืออาจไม่เกิดขึ้นเลย บริษัทฯ และ ATC ตกลงที่จะทำการเจรจาโดยสุจริต เพื่อบรรลุข้อตกลงและเงื่อนไขของสัญญาต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งจำเป็นสำหรับการดำเนินการตามโครงการขยายการลงทุน อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่า บริษัทฯ และ ATC หรือบุคคลภายนอกอื่นที่เกี่ยวข้องจะสามารถบรรลุข้อตกลงโดยมีเงื่อนไขที่เป็นที่ยอมรับได้ในเชิงพาณิชย์หรืออาจไม่สามารถตกลงได้เลย นอกจากนี้ บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าบุคคลภายนอกอื่นที่เกี่ยวข้องจะตกลงเข้าทำสัญญาที่เกี่ยวข้องซึ่งจำเป็นสำหรับการดำเนินการตามโครงการขยายการลงทุนไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วน บริษัทฯ อาจจะต้องใช้เวลาอย่างมากในการดำเนินการเจรจาให้เสร็จสิ้นและบรรลุข้อตกลงของสัญญาดังกล่าว ซึ่งอาจส่งผลให้โครงการขยายการลงทุนเสร็จสมบูรณ์ล่าช้ากว่าที่กำหนด

สาธารณูปโภค

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ มีสาธารณูปโภคต่าง ๆ ครบถ้วน ทั้งในด้านของไฟฟ้าและไอน้ำซึ่งได้มาจากหน่วยผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Combined Cycle Gas Turbine Power Plant) ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งขนาด 87 เมกะวัตต์ ซึ่งเชื่อมต่อกับ กฟภ. โดยในปี 2547 และปี 2548 หน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าได้ 48.9 เมกะวัตต์ และ 49.3 เมกะวัตต์ ตามลำดับ หน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ ประกอบไปด้วยกังหันแก๊ส (Gas Turbine) จำนวน 3 เครื่อง (1 เครื่องใช้เป็นเครื่องสำรอง) และกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) จำนวน 2 เครื่อง ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณที่เกินกว่าปริมาณที่โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ต้องใช้ทั้งหมด นอกจากนี้ โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ยังมีระบบน้ำหล่อเย็น (Cooling Water System) และระบบบำบัดน้ำเสีย (Effluent Treatment Facilities) ส่วนระบบสนับสนุนอื่น ๆ ซึ่งได้แก่ น้ำสะอาด ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าสำรองนั้น บริษัทฯ สามารถจัดหาได้จากภายในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด

ท่าเรือชายฝั่ง

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ตั้งอยู่บนชายฝั่งมาบตาพุดและสามารถใช้ประโยชน์จากท่าเรือชายฝั่งดังนี้

- SPM ซึ่งตั้งอยู่เป็นระยะทาง 20.5 กิโลเมตรจากชายฝั่ง ซึ่งบริษัทฯ และ SPRC เป็นเจ้าของร่วมกันสำหรับใช้ในการขนถ่ายน้ำมันดิบจากเรือบรรทุกน้ำมันดิบขนาดใหญ่ (VLCC) ที่มีขนาดบรรทุกมากถึง 280,000 ตันบรรทุก (Deadweight Ton) ได้
- ท่าเรือ (Jetty) สามแห่งของบริษัทฯ ซึ่งสามารถรองรับเรือบรรทุกผลิตภัณฑ์น้ำมันได้สูงสุดถึง 87,000 ตัน (รวมน้ำหนักเรือ (Displacement)) จึงช่วยให้บริษัทฯ สามารถขนถ่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปทางเรือ
- ท่าเทียบเรือสำหรับลำเลียงก๊าซปิโตรเลียมเหลวเข้าสู่ถังก๊าซปิโตรเลียมเหลวของ SPRC

โดยท่าเรือแห่งหนึ่งในจำนวนสามแห่งของบริษัทฯ สามารถใช้ในการลำเลียงน้ำมันดิบ และสามารถใช้แทน SPM ได้ด้วย

ตามสัญญาการเข้าร่วมและการดำเนินการ (Participation and Operating Agreement) ระหว่างบริษัทฯ และ SPRC บริษัทฯ ยังคงมีสิทธิใช้ SPM ต่อไป ภายหลังจากการยกเลิก Operating Alliance และตามสัญญาลำเลียงและขนส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG Transportation and Loading Agreement) บริษัทฯ ยังคงมีสิทธิใช้ท่าเทียบเรือสำหรับลำเลียงก๊าซปิโตรเลียมเหลวของ SPRC ภายหลังจากการยกเลิก Operating Allianceนอกจากนี้ บริษัทฯ มีท่าเทียบเรือสำหรับลำเลียงก๊าซปิโตรเลียมเหลวของบริษัทฯ เอง

ระบบท่อส่งน้ำมันดิบ

ระบบท่อส่งน้ำมันดิบของบริษัทฯ นั้นได้เชื่อมต่อกับ SPM เพื่อใช้สำหรับขนถ่ายน้ำมันดิบซึ่งได้ก่อสร้างแล้วเสร็จในปี 2536 โดยท่อส่งน้ำมันดิบส่วนใหญ่อยู่ใต้ทะเล ต่อมา กนอ. ได้ทำการถมทะเลเพิ่มเพื่อนำที่ดินดังกล่าวออกให้เช่า ทำให้ท่อส่งน้ำมันดิบบางส่วนถูกฝังอยู่ใต้ดินในพื้นที่ถมทะเล (Reclaimed Land) บจ. บีแอลซีพี พาวเวอร์ ได้เช่าพื้นที่ถมทะเลดังกล่าวบางส่วนจาก กนอ. เพื่อใช้ก่อสร้างโรงไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าบางส่วนก่อสร้างในบริเวณใกล้เคียงกับท่อส่งน้ำมันดิบดังกล่าวการที่มีโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในบริเวณดังกล่าวอาจจำกัดความสามารถของบริษัทฯ ในการเข้าแก้ไขได้ทันท่วงทีในกรณีที่ระบบท่อส่งน้ำมันดิบที่ตั้งอยู่ในที่ดินของ บจ. บีแอลซีพี พาวเวอร์ มีการรั่วไหลหรือในการเข้าตรวจสอบและซ่อมบำรุงท่อส่งน้ำมันดิบเพื่อลดความเสี่ยงของการรั่วไหลดังกล่าว

ระบบท่อลำเลียงผลิตภัณฑ์

โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เชื่อมต่อกับโรงกลั่นน้ำมันของ SPRC ด้วยท่อลำเลียงจำนวนมาก ซึ่งบริษัทฯ และ SPRC เป็นเจ้าของร่วมกันตาม Operating Alliance เพื่อให้บริษัทฯ และ SPRC สามารถแลกเปลี่ยนผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูปและผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป (Intermediate Streams and Product Streams) ซึ่งกันและกันได้

บริษัทฯ อยู่ระหว่างดำเนินการเจรจากับ SPRC เกี่ยวกับการ Unwinding ซึ่งรวมถึงการเจรจาเกี่ยวกับความเป็นเจ้าของและการใช้ระบบท่อลำเลียงผลิตภัณฑ์หลังจากที่ Operating Alliance สิ้นสุดลง บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าภายหลัง Operating Alliance สิ้นสุดลง บริษัทฯ จะยังคงเป็นเจ้าของหรือสามารถใช้ทรัพย์สินดังที่กล่าวมานี้ต่อไปได้อีก

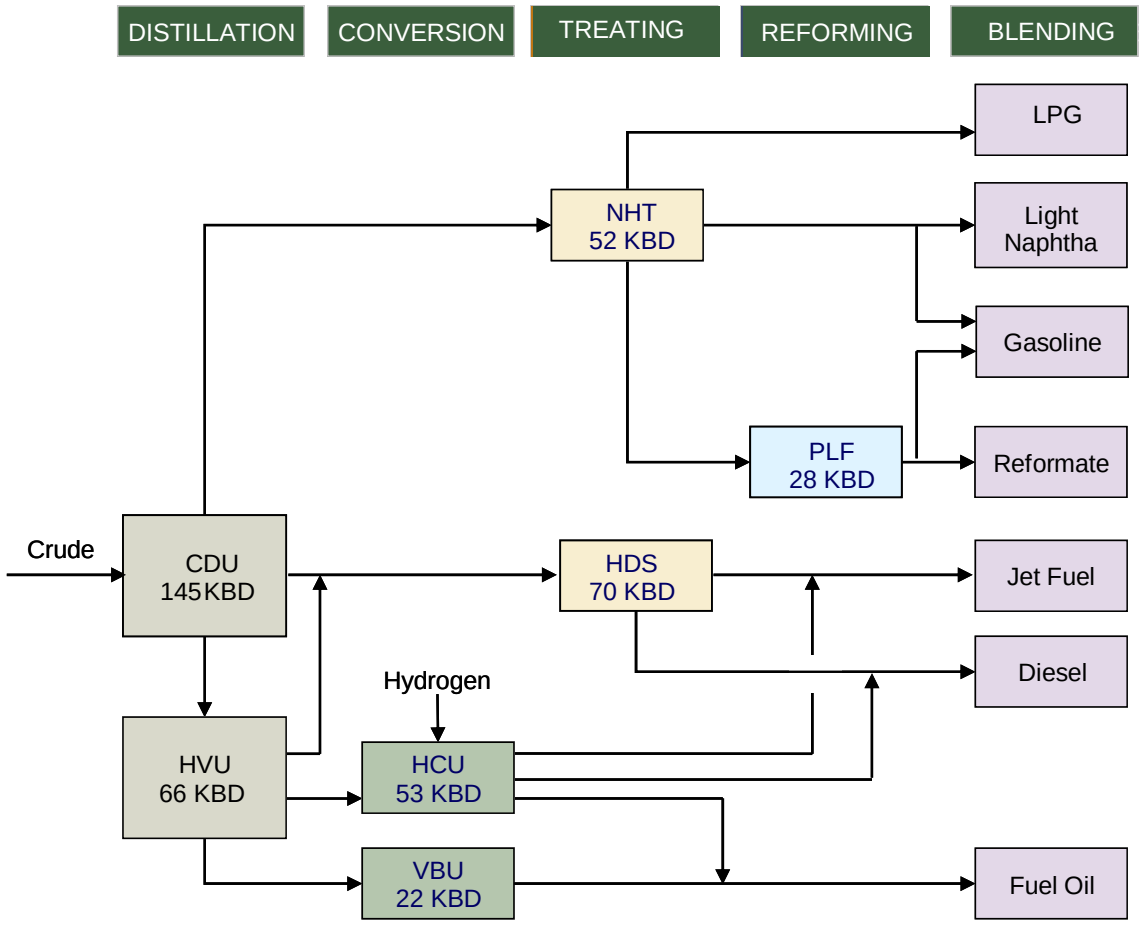
คลังน้ำมันดิบและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป

บริษัทฯ มีถังเก็บน้ำมันและผลิตภัณฑ์จำนวน 52 ถัง เพื่อเก็บรักษาน้ำมันประเภทต่าง ๆ ภายใต้บรรยากาศ (Atmospheric Storage) ซึ่งมีความจุรวมทั้งสิ้น 8.3 ล้านบาร์เรล (4.2 ล้านบาร์เรลสำหรับน้ำมันดิบ และ 4.1 ล้านบาร์เรลสำหรับผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Product) น้ำมันที่ใช้สำหรับการผสม (Blendstocks) และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป) ถังเก็บน้ำมันและผลิตภัณฑ์ทั้งหมดได้รับการออกแบบอย่างทันสมัยและติดตั้งมาตรวัดอัตโนมัติและระบบผสม เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้งาน ถังทุกถังมีฝาปิดรูปทรงกรวย ยกเว้นถังบรรจุน้ำมันดิบและถังบรรจุก๊าซปิโตรเลียมเหลว

นอกจากนี้ โดยผลของ Operating Alliance บริษัทฯ ยังสามารถใช้ประโยชน์จากถังเก็บน้ำมันและผลิตภัณฑ์ของ SPRC ซึ่งมีความจุรวมทั้งสิ้น 8.1 ล้านบาร์เรล (4.8 ล้านบาร์เรลสำหรับน้ำมันดิบ และ 3.3 ล้านบาร์เรลสำหรับผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Products) น้ำมันที่ใช้สำหรับการผสม และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป) ทั้งนี้ บริษัทฯ ไม่มีความประสงค์ที่จะใช้ถังเก็บน้ำมันและผลิตภัณฑ์ของ SPRC ต่อไปภายหลังจากการยกเลิก Operating Alliance เนื่องจากบริษัทฯ เชื่อว่าถังเก็บน้ำมันและผลิตภัณฑ์ของบริษัทฯ นั้นเพียงพอต่อความต้องการสำหรับการดำเนินงานในปัจจุบัน

3.1.2 ขั้นตอนการผลิต

รูปข้างล่างนี้แสดงกระบวนการของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ในการผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจากน้ำมันดิบ โดยสามารถแบ่งออกเป็น 5 ขั้นตอน ได้แก่ การกลั่น (Distillation) การเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion) การปรับปรุงคุณภาพ (Treating) การเพิ่มค่าออกเทน (Reforming) และการผสมผลิตภัณฑ์ (Blending)



โดยสามารถสรุปกระบวนการและขั้นตอนต่าง ๆ ได้ดังนี้

การกลั่น (Distillation)

ด้วยกระบวนการให้ความร้อนแก่น้ำมันดิบจนถึงระดับอุณหภูมิหนึ่ง และส่งผ่านหอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือด (Fractionation Tower) น้ำมันดิบจะถูกแยกเป็นชนิดต่าง ๆ ตามจุดเดือดแต่ละจุด กระบวนการนี้เกิดขึ้นในหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ โดยการสูบฉีดน้ำมันดิบจากถังพักเข้าสู่หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ และผ่านกระบวนการให้ความร้อนจนถึงระดับอุณหภูมิประมาณ 360 องศาเซลเซียสด้วยกระบวนการถ่ายเทความร้อน โดยใช้อุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Heat Exchangers) และเตาเผา (Fired Heaters) ขณะผ่านเข้าสู่หอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือดนั้น น้ำมันดิบบางส่วนจะระเหยกลายเป็นไอลอยขึ้นไปยังส่วนบนของหอ และกลั่นตัวเป็นผลิตภัณฑ์น้ำมันใส (White Oil) ชนิดต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทา (Naphtha) น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล สำหรับส่วนที่ไม่ระเหยจะกลายเป็นน้ำมันเตาเหลวสีดำ (Black Liquid Fuel Oil) ซึ่งจะถูกขนย้ายออกจากส่วนล่างของหอกลั่นแยกผลิตภัณฑ์ตามจุดเดือด หากต้องการปรับปรุงคุณภาพและมูลค่าของน้ำมันใส จะนำน้ำมันใสเข้ากระบวนการอื่น ๆ ต่อไป

หน่วยกลั่นสุญญากาศทำหน้าที่กลั่นลอง เรสิดิว (Long Residue)ในส่วนที่อยู่ก้นหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ โดยส่วนที่เบาที่ได้จากการกลั่นสุญญากาศจะเป็นน้ำมันดีเซลสำหรับใช้กับเครื่องยนต์ ซึ่งจะนำไปผสมกับน้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา ที่ได้จากหอกลั่นน้ำมันดิบก่อนที่จะส่งไปยังหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซล ส่วนที่หนักกว่าจะถูกส่งไปยังหน่วยผลิตน้ำมันดีเซล และกากที่เหลือ (Residual Stream) จะถูกส่งไปยังหน่วยผลิตน้ำมันเตา

การเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion)

น้ำมันส่วนหนักที่ออกจากหน่วยกลั่นสุญญากาศนั้น จะถูกเปลี่ยนสภาพโดยหน่วยผลิตน้ำมันดีเซล เพื่อให้ได้ น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบาที่มีรูปแบบผลิตภัณฑ์ตามที่กำหนด บริษัทฯ ใช้เทคโนโลยีของ Shell ในการสร้างหน่วยผลิตน้ำมันดีเซล โดยหน่วยนี้ได้รับการออกแบบในลักษณะที่มีเครื่องปฏิกรณ์ตัวเดียว (Single-string, Single-reactor) กระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลโดยหน่วยผลิตน้ำมันดีเซลนี้ รวมถึงขั้นตอนการกลั่นเพิ่มเติมเพื่อแยกน้ำมันที่โมเลกุลแตกตัวแล้วออกเป็น แนฟทา น้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซล และ Hydrowax นอกจากนี้ ยังมีการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุลโดยหน่วยผลิตน้ำมันเตา โดยจะนำช็อต เรสิดิว (Short Residue) มากลั่นเพื่อทำให้โมเลกุลแตกตัวด้วยการเพิ่มความร้อนโดยไม่ใช้สารเร่งปฏิกิริยา น้ำมันส่วนที่เบาและหนักที่กลั่นแยกตัวออกจากหน่วยผลิตน้ำมันเตา นี้จะถูกส่งกลับไปยังหน่วยกลั่นน้ำมันดิบ และหน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซลตามลำดับ ส่วนกากที่เหลือจะนำมาผสมในน้ำมันเตาต่อไป

กระบวนการปรับปรุงคุณภาพ (Treating)

ความสำคัญของกระบวนการปรับปรุงคุณภาพของน้ำมันใส (White Oil) คือการกำจัดสารปนเปื้อนต่าง ๆ ออกจากน้ำมันใส เช่น สารประกอบไนโตรเจน หรือ สารประกอบกำมะถัน เป็นต้น และเพื่อปรับปรุงคุณสมบัติทางกายภาพ เช่น เสถียรภาพความร้อน (Thermal Stability) และเสถียรภาพของสี (Color Stability) ในหลายกรณี กระบวนการทำให้บริสุทธิ์นี้ต้องอาศัยปฏิกิริยาเคมี (Catalytic Reaction) โดยในการปรับปรุงคุณภาพแนฟทาต้องใช้หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันเบนซิน และสำหรับการปรับปรุงคุณภาพน้ำมันก๊าด น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซลจะใช้หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซล ซึ่งจะดำเนินการโดยผ่านสารเร่งปฏิกิริยาชนิดแข็งและก๊าซไฮโดรเจน ที่อุณหภูมิและความดันสูง กระบวนการปรับปรุงคุณภาพนี้มีจุดประสงค์เพื่อให้ผลิตภัณฑ์กลายเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีระดับความบริสุทธิ์ และคุณภาพสูงตามความต้องการ

การเพิ่มค่าออกเทน (Reforming)

การเพิ่มค่าออกเทนนั้นเกิดขึ้นในกระบวนการที่แนฟทาที่มาจากแหล่งต่าง ๆ กันจะได้รับการปรับปรุงคุณภาพ โดยเพิ่มค่าออกเทนเพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานค่าออกเทนสำหรับผลิตภัณฑ์น้ำมันเบนซินสำหรับเครื่องยนต์ ซึ่งในกระบวนการเพิ่มค่าออกเทนนี้ หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก กระบวนการเพิ่มค่าออกเทน รวมถึงการกลั่นผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการเพิ่มค่าออกเทนและกระบวนการเพิ่มเติมเพื่อแยกผลิตภัณฑ์ที่ได้รับการปรับปรุงคุณภาพออกเป็นน้ำมันเบนซินที่มีออกเทนสูง (Platformate) ไฮโดรเจน ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และน้ำมันเตา หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนักของบริษัทฯ ใช้เทคโนโลยีของ UOP LLC ตามสัญญาให้สิทธิในกระบวนการผลิตสำหรับหน่วยเพิ่มค่าออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก (Platforming Process License Agreement)

กระบวนการผสมผลิตภัณฑ์ (Blending)

โรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex มีผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Product Streams) หรือองค์ประกอบสำหรับผสมน้ำมันหลายชนิด จึงทำให้สามารถเลือกผสมเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีราคาสูงชนิดต่าง ๆ ได้ ซึ่งผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดจะต้องผ่านข้อกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์ และมีความแม่นยำในรายละเอียดกระบวนการผสม มีการเติมสารเติมแต่ง (Additive) และสี (Dye) ในกระบวนการนี้เพื่อให้เป็นไปตามความต้องการของตลาดและข้อกำหนดของรัฐบาล ทั้งนี้ บริษัทฯ ใช้กระบวนการผสมผลิตภัณฑ์แบบ Batch Blending Method สำหรับน้ำมันเตา และใช้กระบวนการ Straight-Run สำหรับการผสมน้ำมันดีเซล ส่วนการแก้ไขคุณภาพและการเปลี่ยนแปลงรายละเอียดและสัดส่วนการผสมจะควบคุมโดยระบบคอมพิวเตอร์เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดมาตรฐานของผลิตภัณฑ์ ทำให้ได้ส่วนผสมที่มีความเหมาะสมและการผสมเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

3.1.3 ที่มาของรายได้

การจำหน่ายผลิตภัณฑ์

ก่อนปี 2548 บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมหลักภายในประเทศให้แก่ บมจ. ปตท. และ บจ. เชลล์ ตามสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ (Product Offtake Agreement) และจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปชนิดพิเศษ (Specialty Refined Petroleum Product) ให้แก่บริษัทที่เกี่ยวข้องของ บมจ. ปตท. และผู้รับซื้อผลิตภัณฑ์อิสระ อย่างไรก็ตาม นับจากวันที่ 1 มกราคม 2548 เป็นต้นมา บมจ. ปตท. ได้เข้ารับสวมสิทธิ์และหน้าที่ทั้งหมดของ บจ. เชลล์ ตามสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ และได้เข้าทำสัญญากับ บจ. เชลล์ เพื่อจำหน่ายผลิตภัณฑ์ในจำนวนร้อยละ 64 ของจำนวนผลิตภัณฑ์ที่ บมจ. ปตท. รับซื้อจากบริษัทฯ ให้แก่ บจ. เชลล์ นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมหลักไปต่างประเทศโดยส่งออกผ่านทาง บมจ. ปตท. และ Chevron

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์เพื่อเป็นวัตถุดิบในการผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ให้แก่ ATC และ บมจ. ปตท. เคมิคอล ตามสัญญาซื้อขายซึ่งกำหนดเงื่อนไขการกำหนดราคาซื้อขายผลิตภัณฑ์ตามราคาตลาด ซึ่งบริษัทฯ ทั้งสองแห่งต่างเป็นบริษัทที่เกี่ยวข้องของ บมจ. ปตท. นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังจำหน่ายผลิตภัณฑ์ให้แก่ลูกค้าในประเทศรายอื่นตามสัญญาซื้อขายแบบมีกำหนดเวลาหรือในตลาดจร (Spot Market)

โดยเป็นผลจาก Operating Alliance ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่บริษัทฯ จำหน่ายประกอบด้วย (1) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา ซึ่งประกอบด้วย ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาชนิดเบา โพรไพลีน รีฟอร์เมต และน้ำมันเบนซิน (2) น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา ซึ่งประกอบด้วยน้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซล และ (3) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนัก ซึ่งประกอบด้วยน้ำมันเตา และยางมะตอย โดยในปี 2548 บริษัทฯ จำหน่ายน้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบาคิดเป็นร้อยละ 35 ของรายได้จากการขายและการให้บริการ หรือคิดเป็นร้อยละ 33.4 ของปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป บริษัทฯ จำหน่ายน้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบาคิดเป็นร้อยละ 51.6 ของรายได้จากการขายและการให้บริการ หรือคิดเป็นร้อยละ 46.1 ของปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป บริษัทฯ จำหน่ายน้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนักซึ่งเป็นผลิตภัณฑ์ที่ให้ผลกำไรต่ำที่สุดคิดเป็นร้อยละ 10.9 ของรายได้จากการขายและให้บริการ หรือคิดเป็นร้อยละ 16.6 ของปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป

ตารางต่อไปนี้แสดงปริมาณการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่ลูกค้า โดยเทียบเป็นอัตราร้อยละของปริมาณการจำหน่ายทั้งหมดของบริษัทฯ ในรอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี 2546 ปี 2547 ปี 2548 และงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2548 และ 2549

หน่วย : พันบาร์เรล (ยกเว้นร้อยละ)

สินค้า	รอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม			
	2546		2547		2548		2548		2549	
	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละ	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละ	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละ	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละ	ปริมาณการจำหน่าย	ร้อยละ
ภายในประเทศ:										
บมจ. ปตท.	13,444.9	26.1	14,778.6	26.5	39,283.7	75.3	10,507.1	74.5	10,853.1	75.1
บจ. เชลล์	26,366.9	51.1	25,500.1	45.7	445.6	0.9	126.2	0.9	53.7	0.4
อื่น ๆ	6,528.2	12.7	7,244.3	13.0	7,743.4	14.8	2,162.9	15.3	1,701.1	11.8
รวมยอดขายภายในประเทศ	46,340.0	89.9	47,523.0	85.2	47,472.7	91.0	12,796.1	90.7	12,607.8	87.2
ส่งออก:										
บมจ. ปตท.	2,828.0	5.5	4,044.8	7.3	3,149.9	6.0	1,063.7	7.5	941.2	6.5
บจ. เชลล์	1,434.6	2.8	1,633.3	2.9	56.3	0.1	12.7	0.1	15.4	0.1
Chevron	951.9	1.8	2,549.1	4.6	1,344.7	2.6	228.5	1.6	887.9	6.1
อื่น ๆ	-	-	-	-	150.0	0.3	-	-	-	-
รวมยอดขายเพื่อการส่งออก	5,214.5	10.1	8,227.2	14.8	4,700.9	9.0	1,304.9	9.3	1,844.5	12.8
รวม	51,554.6	100.0	55,750.1	100.0	52,173.5	100.0	14,101.0	100.0	14,452.3	100.0

ตารางต่อไปนี้แสดงมูลค่าการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่ลูกค้าโดยเทียบเป็นอัตราร้อยละของมูลค่าการจำหน่ายทั้งหมดในรอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี 2546 ปี 2547 ปี 2548 และงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2548 และ 2549

หน่วย : ล้านบาท (ยกเว้นร้อยละ)

สินค้า	รอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม			
	2546		2547		2548		2548		2549	
	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ
ภายในประเทศ:										
บมจ. ปตท.	23,651	26.5	29,878	25.5	110,089	77.0	25,344	77.0	34,044	76.4
บจ. เชลล์	46,899	52.5	55,413	47.2	736	0.5	186	0.6	101	0.2
อื่น ๆ	11,854	13.3	17,940	15.3	21,359	14.9	5,167	15.7	5,965	13.4
รวมยอดขายภายในประเทศ	82,404	92.2	103,231	88.0	132,185	92.4	30,697	93.3	40,110	90.0
ส่งออก:										
บมจ. ปตท.	3,035	3.4	7,318	6.2	7,291	5.1	1,628	4.9	2,588	5.8
บจ. เชลล์	2,166	2.4	3,209	2.7	115	0.1	-	-	84	0.2
Chevron	1,610	1.8	3,202	2.7	2,881	2.0	411	1.2	1,717	3.9
อื่น ๆ	-	-	145	0.1	295	0.2	121	0.4	-	-
รวมยอดขายเพื่อการส่งออก	6,811	7.6	13,875	11.8	10,581	7.4	2,160	6.6	4,389	9.9

หน่วย : ล้านบาท (ยกเว้นร้อยละ)

สินค้า	รอบปีบัญชีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม			
	2546		2547		2548		2548		2549	
	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ	รายได้จากการขายและการให้บริการ	ร้อยละ
รวมยอดขายสุทธิ.....	89,215	99.8	117,106	99.8	142,766	99.8	32,857	99.8	44,499	99.9
รายได้จากการให้บริการ.....	184	0.2	191	0.2	228	0.2	49	0.2	54	0.1
รวมรายได้จากการขายและการให้บริการ.....	89,399	100.0	117,297	100.0	142,994	100.0	32,906	100.0	44,553	100.0

การแข่งขัน

ปัจจุบัน ประเทศไทยมีโรงกลั่นน้ำมันจำนวน 7 แห่ง คือ บริษัทฯ บมจ. บางจาก บมจ. เอสโซ่ บมจ.ไทยออยล์ SPRC บมจ. ทีพีไอ และ บมจ. ระยองเพียวริฟายเออร์ โดยมีกำลังการกลั่นน้ำมัน ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 รวมทั้งสิ้นประมาณ 1,012,000 บาร์เรลต่อวัน ในขณะที่ บมจ. บางจาก บมจ. เอสโซ่ และ บมจ. ทีพีไอ เป็นผู้ประกอบการแบบครบวงจร เนื่องจากมีสถานีบริการน้ำมันเป็นของตนเอง แต่ผู้ประกอบการที่เหลือประกอบธุรกิจการกลั่นน้ำมันแต่เพียงอย่างเดียวโดยอาศัยสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ (Product Offtake Agreement) และ/หรือ การจำหน่ายในตลาดเสรี เพื่อจำหน่ายผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่ได้จากการกลั่นน้ำมันต่าง ๆ

ในปัจจุบันเนื่องจากอุปทานของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปมีปริมาณจำกัด บริษัทฯ และผู้ประกอบการโรงกลั่นน้ำมันรายอื่นในประเทศต่างดำเนินการผลิตอย่างเต็มกำลังการผลิตเพื่อตอบสนองต่อความต้องการของตลาดในประเทศ ดังนั้น บริษัทฯ จึงเห็นว่าผู้ประกอบการโรงกลั่นน้ำมันรายอื่น ๆ ในประเทศมิได้เป็นคู่แข่งของบริษัทฯ อย่างไรก็ดี หากเมื่อใดก็ตามที่อุปทานของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปมีปริมาณเกินกว่าความต้องการโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ จะต้องแข่งขันกับโรงกลั่นน้ำมันในประเทศดังกล่าวเป็นหลักและกับโรงกลั่นน้ำมันอื่น ๆ ในภูมิภาคเอเชียรองลงไป

คู่แข่งหลักอื่น ๆ ของบริษัทฯ ส่วนใหญ่เป็นบริษัทน้ำมันแบบครบวงจรระดับชาติและระดับนานาชาติที่มีธุรกิจด้านปิโตรเลียมหลายประเภท รวมถึงการสำรวจขุดเจาะหาแหล่งน้ำมันดิบ การผลิต การขนส่ง การกลั่นน้ำมัน และการตลาด เนื่องจากความหลากหลายทางด้านภูมิศาสตร์ การทำธุรกิจแบบครบวงจร การมีเงินลงทุนจำนวนมากและการมีแหล่งทรัพยากรจำนวนมาก ทำให้บริษัทเหล่านี้ สามารถยืนหยัดในตลาดที่มีสภาวะผันผวนและแข่งขันด้านราคาได้อย่างมีประสิทธิภาพ และยังสามารถจัดหาน้ำมันดิบได้ง่ายเมื่อยามขาดแคลน

อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันมีการแข่งขันสูง ปัจจัยหลักในการแข่งขันที่มีผลต่อการกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ คือ ราคา และสัดส่วนผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่ผลิตได้จากการกลั่นน้ำมัน ต้นทุนในการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ การขนส่ง และการจัดหาวัตถุดิบ บริษัทฯ ทำการแข่งขันกับบริษัทอื่น ๆ ในด้านการจัดหาวัตถุดิบและช่องทางการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการกลั่นน้ำมัน ในขณะที่บริษัทคู่แข่งหลายแห่งสามารถผลิตวัตถุดิบเองและมีช่องทางในการจำหน่ายผ่านสถานีบริการน้ำมันจำนวนมาก บริษัทฯ ไม่มีช่องทางการจำหน่ายผ่านสถานีบริการน้ำมันแต่อย่างใด การที่คู่แข่งมีเสถียรภาพในการจัดหาวัตถุดิบ การมีตลาดรองรับ และช่องทางการจำหน่าย อาจมีผลทำให้บริษัทฯ เสียเปรียบในการแข่งขันได้หากเกิดการขาดแคลนของวัตถุดิบ ราคาวัตถุดิบที่สูงขึ้น ราคาของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปต่ำลง หรือสภาวะการจำหน่ายที่ไม่เอื้ออำนวย นอกจากนี้ บริษัทคู่แข่งที่มีโรงกลั่นน้ำมันและช่องทางจำหน่ายปลีกเป็นของตนเองทำให้มีความสามารถในการยืนหยัดในช่วงที่กำไรจากการกลั่นน้ำมันลดลง หรือในช่วงสภาวะการขาดแคลนของวัตถุดิบได้เนื่องจากบริษัทเหล่านี้สามารถชดเชยการขาดทุนจากการกลั่นได้จากผลกำไรจากการขายผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปของผู้จำหน่ายผ่านสถานีบริการน้ำมัน

3.1.4 การกำหนดราคาของผลิตภัณฑ์

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศถูกอ้างอิงจากราคาตลาดจรของผลิตภัณฑ์ชนิดเดียวกันจากประเทศสิงคโปร์ ซึ่งจะสะท้อนถึงระดับอุปสงค์และอุปทานของน้ำมันดิบในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และราคาของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปหน้าโรงกลั่น (Ex-refinery Price) โดยจะกำหนดราคาประจำวันเป็นเงินสกุลดอลล่าร์สหรัฐฯ โดยบริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ ด้วยราคาเทียบเท่ากับราคานำเข้า (Import Parity Price) และในการส่งออกด้วยราคาเทียบเท่ากับราคาส่งออก (Export Parity Price)

3.1.5 การส่งมอบผลิตภัณฑ์

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่ลูกค้าโดยคิดราคาหน้าโรงกลั่น ณ สถานที่ตั้งของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จังหวัดระยอง ทำให้ผู้ซื้อผลิตภัณฑ์สามารถรับผลิตภัณฑ์ได้โดยสะดวก ทำให้การลำเลียงผลิตภัณฑ์ของผู้ซื้อประหยัดค่าใช้จ่าย โดยผ่านระบบท่อส่งผลิตภัณฑ์ภายใต้การดำเนินการโดย บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย ซึ่งมีท่อเชื่อมต่อกับโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ รวมถึงการรับขนส่งทางภาคพื้นดิน (ทางรถไฟและทางรถบรรทุกน้ำมัน) และการลำเลียงทางเรือบรรทุก ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปประมาณร้อยละ 12.3 ของยอดจำหน่ายของบริษัทฯ ได้ถูกจัดส่งจากผู้ซื้อไปยังลูกค้าอื่นของผู้ซื้อโดยผ่านทางระบบท่อส่งผลิตภัณฑ์ ในขณะที่อีกร้อยละ 64.2 ผ่านระบบการลำเลียงทางเรือบรรทุกที่ลูกค้าเช่า และอีกร้อยละ 23.5 ที่เหลือ โดยการขนส่งทางภาคพื้นดิน โดยระบบท่อส่งผลิตภัณฑ์ของ บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทยผู้ซื้อจึงสามารถรับซื้อผลิตภัณฑ์ผ่านระบบการขนส่งผลิตภัณฑ์ที่หลากหลายจากบริษัทฯ เพื่อให้ใกล้กับสถานที่ประกอบการของตนและจัดส่งผลิตภัณฑ์ด้วยต้นทุนที่ต่ำไปยังตลาดที่สำคัญของผลิตภัณฑ์ซึ่งรวมถึง กรุงเทพมหานคร และศูนย์กลางในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศ โดย ARC (กระทำการในฐานะตัวแทนของบริษัทฯ และ SPRC) เป็นผู้เข้าทำสัญญากับ บจ. ท่อส่งปิโตรเลียมไทย เพื่อกำหนดแนวทางการดำเนินการระบบท่อส่งผลิตภัณฑ์ดังกล่าว

3.1.6 ข้อมูลเกี่ยวกับวัตถุดิบ

การจัดหาน้ำมันดิบ

วัตถุดิบหลักที่ใช้ในการกลั่นน้ำมันคือน้ำมันดิบ ตามลำดับ บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันดิบหลายแห่งด้วยกันซึ่งรวมถึงจากภูมิภาคตะวันออกกลาง ตะวันออกไกล แอฟริกาตะวันตก และแหล่งน้ำมันดิบในประเทศ ทั้งนี้ ในการเลือกแหล่งจัดซื้อน้ำมันดิบและปริมาณนั้น ARC จะดำเนินการตามแนวทางที่กำหนดไว้ตาม Operating Alliance โดยพิจารณาจากสัดส่วนการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิดจากการร่วมปฏิบัติการระหว่างทั้งสองโรงกลั่น ราคาและผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับ โดยปกติแล้ว บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่างประเทศตลอดระยะเวลาที่ผ่านมา บมจ. ปตท. เป็นผู้จัดหาน้ำมันดิบให้กับบริษัทฯ ในปริมาณที่ต้องการสำหรับการผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปซึ่งคิดเป็นร้อยละ 100 ของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ในราคาตลาดในขณะนั้น

บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบจาก บมจ. ปตท. โดยปกติบริษัทฯ ได้รับเครดิตชำระเงินทางการค้าภายใน 30 วัน (นับจากวันที่ระบุไว้ในใบตราส่ง (Bill of Lading Date)) ซึ่งเป็นหลักปฏิบัติทางการค้าน้ำมันดิบโดยทั่วไป การซื้อน้ำมันดิบจาก บมจ. ปตท. นั้น มีข้อได้เปรียบหลายประการ เช่น การได้รับส่วนลดเนื่องจากเป็นการซื้อปริมาณมาก และสามารถซื้อน้ำมันดิบบางประเภทภายใต้ความตกลงแบบรัฐต่อรัฐ

บริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาจัดหาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่นชั่วคราว (Interim Crude Supply Agreement) กับ บมจ. ปตท. ซึ่งจะมีผลใช้บังคับทันทีจนถึงวันที่ Operating Alliance มีผลสิ้นสุด และบริษัทฯ ได้เข้าทำสัญญาจัดหาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น (Feedstock Supply Agreement) ระยะยาวซึ่งจะมีผลใช้บังคับเมื่อ Operating Alliance มีผลสิ้นสุด เพื่อซื้อน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น

ในปี 2548 บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบ จากประเทศในภูมิภาคตะวันออกกลาง เช่น ประเทศซาอุดิอาระเบีย โอมาน คูเวต การ์ตาร์ สาธารณรัฐอาหรับเอมิเรตส์ และเยเมน จากประเทศในภูมิภาคตะวันออกไกล (Far East) เช่น บรูไน มาเลเซีย อินโดนีเซีย และสาธารณรัฐประชาชนจีน และจากในแอฟริกาตะวันตก ในอัตราร้อยละ 97.1 0.4 และ 2.5 ของปริมาณน้ำมันดิบทั้งหมดของบริษัทฯ ตามลำดับ

ตารางต่อไปนี้แสดงถึงปริมาณของน้ำมันดิบและปริมาณร้อยละของปริมาณการซื้อที่บริษัทฯ ซื้อจากแหล่งต่าง ๆ โดยแบ่งตามภูมิภาค

หน่วย : พันบาร์เรล (ยกเว้นร้อยละ)

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม						งวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม			
	2546		2547		2548		2548		2549	
ภูมิภาค	ปริมาณ	ร้อยละ	ปริมาณ	ร้อยละ	ปริมาณ	ร้อยละ	ปริมาณ	ร้อยละ	ปริมาณ	ร้อยละ
ตะวันออกกลาง [1]	47,796.6	98.8	52,766.6	98.6	48,841.7	97.1	13,291.3	96.4	13,010.5	100.0
ตะวันออกไกล [2]	586.9	1.2	209.3	0.4	214.2	0.4	214.2	2.0	-	-
อื่น ๆ [3]	-	-	558.8	1.0	1,259.9	2.5	285.3	1.7	-	-
รวม	48,383.5	100.0	53,534.7	100.0	50,315.8	100.0	13,790.8	100.0	13,010.5	100.0

(1) ประกอบด้วย ประเทศซาอุดิอาระเบีย โอมาน คูเวต สาธารณรัฐอาหรับเอมิเรตส์ การ์ตาร์ และเยเมน

(2) ประกอบด้วย ประเทศบรูไน มาเลเซีย อินโดนีเซีย และสาธารณรัฐประชาชนจีน

(3) ประกอบด้วยประเทศในแอฟริกาตะวันตก เป็นส่วนมาก

วัตถุดิบอื่นๆ

บริษัทฯ ซื้อวัตถุดิบหลักอื่น ๆ ซึ่งรวมถึงวัตถุดิบสำหรับใช้ในหน่วยกลั่นเพื่อทำให้โมเลกุลแตกตัว (Cracker Feedstock) และ MTBE (Methyl Tertiary Butyl Ether) ซึ่งเป็นสารเคมีสำหรับใช้เพิ่มค่าออกเทนในน้ำมันเบนซินสำหรับเครื่องยนต์ เพื่อใช้ในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ จากผู้ค้าที่ให้ราคาและเงื่อนไขที่ดีที่สุด บริษัทฯ ซื้อวัตถุดิบสำหรับใช้ในหน่วยกลั่นเพื่อทำให้โมเลกุลแตกตัวจาก บมจ. ปตท. และบริษัทฯ มีสัญญากับ Ecofuel S.p.A และ บริษัท บางกอกซินทีติกส์ จำกัด สำหรับการจัดซื้อ MTBE ในราคาตลาด

น้ำ

บริษัทฯ มีความจำเป็นต้องใช้น้ำผลิตไอน้ำเพื่อใช้หมุนกังหันในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อใช้ในกระบวนการต่าง ๆ ในการกลั่นน้ำมัน แม้ว่าบริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) จะเป็นผู้รับผิดชอบในการจัดส่งน้ำให้แก่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด แต่บริษัทฯ (ซึ่งรวมถึงผู้เช่ารายอื่น) มีสัญญาจัดหาน้ำระยะยาวกับ กนอ.

ในช่วงปี 2548 พื้นที่หลายพื้นที่ในประเทศ ซึ่งรวมถึงจังหวัดระยอง ซึ่งเป็นพื้นที่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดตั้งอยู่ได้ประสบวิกฤตการณ์ภัยแล้ง ด้วยเหตุนี้ ARC จึงได้จัดหาน้ำจากแหล่งน้ำอื่น ๆ ที่อยู่ใกล้กรุงเทพมหานคร ตามจำนวนที่ต้องการเพื่อ

ใช้ในโรงกลั่นน้ำมันทั้งสองแห่ง นอกจากนี้ เพื่อเป็นการบรรเทาผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากสภาวะภัยแล้งในอนาคต บมจ.ปตท. เคมิคอล อยู่ระหว่างการก่อสร้างโรงผลิตน้ำจืดจากน้ำทะเล (Seawater Desalinization Plant) ที่มีกำลังการผลิตน้ำจืดวันละ 24,000 ลูกบาศก์เมตรในบริเวณใกล้เคียงกับนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด โดย ARC มีความประสงค์ที่จะซื้อน้ำจำนวน 4,000 ลูกบาศก์เมตรต่อวันจาก บมจ. ปตท. เคมิคอล โดยดำเนินการในนามของบริษัทฯ และ SPRC นอกจากนี้ บริษัท จัดการและพัฒนาทรัพยากรน้ำภาคตะวันออก จำกัด (มหาชน) อยู่ระหว่างวางระบบท่อส่งน้ำจากแม่น้ำบางปะกงไปยังอ่างเก็บน้ำบางพระ และต่อไปยังอ่างเก็บน้ำดอกกรายซึ่งเป็นแหล่งน้ำของนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดเพื่อบรรเทาปัญหาการขาดแคลนน้ำในอนาคต

ไฟฟ้าและไอน้ำ

บริษัทฯ ผลิตไฟฟ้าและไอน้ำใช้เองจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ โดยในกระบวนการกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ บริษัทฯ ต้องใช้ไฟจำนวน 49 เมกะวัตต์ และไอน้ำโดยเฉลี่ยที่ 112 ตันต่อชั่วโมงจากหน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ หน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ มีกำลังการผลิตติดตั้งจำนวน 87 เมกะวัตต์ ซึ่งถือว่าเกินกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าและไอน้ำของบริษัทฯ นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังได้เชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของบริษัทฯ กับ กฟภ. สำหรับใช้เป็นแหล่งไฟฟ้าสำรองในกรณีที่หน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ หยุดดำเนินงาน

ก๊าซธรรมชาติ

บริษัทฯ มีความจำเป็นต้องใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตก๊าซไฮโดรเจนสำหรับใช้ในกระบวนการกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเตาเผาของโรงกลั่นน้ำมัน โดยปริมาณก๊าซธรรมชาติที่บริษัทฯ ต้องการโดยเฉลี่ย คือ 35,000 ล้านบีทียูต่อวัน แต่บริษัทฯ อาจใช้น้ำมันและก๊าซที่ได้จากกระบวนการกลั่นเป็นเชื้อเพลิงทดแทนสำหรับเตาเผาของโรงกลั่นน้ำมันได้ นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในหน่วยผลิตไฟฟ้าของบริษัทฯ ซึ่งหน่วยผลิตไฟฟ้าดังกล่าวไม่สามารถใช้เชื้อเพลิงอื่นทดแทนได้

สารเร่งปฏิกิริยา

บริษัทฯ มีการใช้สารเร่งปฏิกิริยาหลายประเภทในขั้นตอนต่าง ๆ ของกระบวนการผลิตของบริษัทฯ ซึ่งบริษัทฯ ประเมินและเลือกใช้สารเร่งปฏิกิริยาจากคุณสมบัติและราคา โดยทั่วไป บริษัทฯ จะขอคำปรึกษาจากที่ปรึกษาทางเทคนิคซึ่งได้แก่ SGSI เกี่ยวกับประสบการณ์ของโรงกลั่นน้ำมันอื่น ๆ ก่อนที่จะเปลี่ยนชนิดของสารเร่งปฏิกิริยา เพื่อให้มีความมั่นใจว่าสารเร่งปฏิกิริยาชนิดใหม่สามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และผ่านการรับรองทางเทคนิค และในเชิงพาณิชย์ (Technically and Commercially Proven)

ก๊าซไฮโดรเจน

บริษัทฯ ใช้ก๊าซไฮโดรเจนในหน่วยผลิตน้ำมันดีเซล ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของกระบวนการเปลี่ยนแปลงสภาพโมเลกุล (Conversion Process) เพื่อกำจัดกำมะถันในผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปซึ่งเป็นส่วนหนึ่งในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพผลิตภัณฑ์ บริษัทฯ สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนส่วนใหญ่จากก๊าซธรรมชาติที่บริษัทฯ ซื้อจาก บมจ. ปตท. และซื้อก๊าซไฮโดรเจนส่วนที่ต้องการเพิ่มเติมจากบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด บริษัท ไทยอินดัสเตรียลแก๊ส จำกัด (มหาชน) และ บริษัท แอร์ ลิควิด (ไทยแลนด์) จำกัด

ก๊าซไนโตรเจน

บริษัทฯ ใช้ก๊าซไนโตรเจนในหน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก เพื่อไล่ก๊าซในพื้นที่ว่างของถังเก็บผลิตภัณฑ์ โดยปกคลุมบนผิวน้ำมัน (Blanketing Medium) และเพื่อป้องกันการตีกลับของเปลวไฟ (Backfiring) จากปล่องระบายก๊าซ (Flare)โดยบริษัทฯ ซื้อก๊าซไนโตรเจนจากบริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด

3.1.7 การจัดการความเสี่ยงและความปลอดภัย

นับแต่เริ่มการผลิตในปี 2539 เป็นต้นมา บริษัทฯ ไม่เคยประสบอุบัติเหตุร้ายแรงในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

ARC ให้ความสำคัญกับความปลอดภัยเป็นอย่างมาก โดยให้แต่ละหน่วยการผลิตรับผิดชอบในการฝึกอบรมพนักงานและผู้รับเหมา โดยมีการตรวจสอบในแต่ละพื้นที่ และให้ฝ่ายบริหารในแต่ละหน่วยการผลิตเข้าไปมีส่วนร่วมในการตรวจสอบ ARC ได้จัดให้มีโครงการ Incident Injury Free ขึ้น เพื่อปลูกฝังด้านความปลอดภัยในหมู่พนักงาน บริษัทฯ เชื่อมั่นว่า ARC มีประวัติที่ดีในด้านสถิติความปลอดภัยของบุคลากรในช่วงที่ผ่านมา โดยอัตราความถี่ของการสูญเสียเวลาของพนักงานและผู้รับเหมาเนื่องจากอุบัติเหตุนั้นลดลงอย่างต่อเนื่อง ARC ได้จัดทำบันทึกอุบัติเหตุไว้ทุกครั้งและจัดให้มีการตรวจประเมินการจัดการด้านความปลอดภัยอย่างสม่ำเสมอ

ARC มีระบบการตรวจสอบ การซ่อมบำรุง ระบบการทำงาน การฝึกอบรมพนักงานและความปลอดภัย เป็นไปตามมาตรฐานระหว่างประเทศ รวมทั้งจัดให้มีมาตรการประกันคุณภาพ ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ ได้รับการรับรองมาตรฐานระบบการบริหารงานรวม (Integrated Management System) ISO9001:2000 ISO14001 และ OHSAS18001 บริษัทฯ มีความตั้งใจที่จะต่ออายุการรับรองมาตรฐาน ISO/IEC17025 ก่อนวันหมดอายุในเดือนตุลาคม ปี 2551 และมาตรฐาน ISO9001:2000 และ ISO14001 ก่อนวันหมดอายุในเดือนพฤศจิกายน ปี 2549 และเดือนกันยายน ปี 2550 ตามลำดับ

นอกจากนี้ ARC ยังจัดให้มีกิจกรรมการตรวจสอบโดยเป็นหน้าที่ของทั้งฝ่ายเทคนิคและฝ่ายทั่วไป โดยพิจารณาจากความเสี่ยงเป็นหลัก โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ มีระบบการจัดการซ่อมบำรุงที่ควบคุมด้วยคอมพิวเตอร์ ที่ใช้ในการวางแผนและบันทึกกิจกรรมการตรวจสอบและการซ่อมบำรุง

โรงกลั่นของบริษัทฯ ใช้โปรแกรมซอฟท์แวร์ เพื่อใช้ในการเก็บรวบรวมเอกสารอย่างเป็นระบบ บริษัทฯ ยังมีระบบซอฟท์แวร์สารสนเทศของโรงงาน ที่บริษัทฯ ใช้ในการบันทึกข้อมูลและสารสนเทศเพื่อใช้ในการปรับปรุงระบบการควบคุมดูแลการทำงานในโรงงานและระบบซอฟท์แวร์สารสนเทศของโรงงานนี้ได้รับการออกแบบให้รวบรวมข้อมูลนับพันตัวจากตัวแปรในกระบวนการผลิต อาทิเช่น จำนวนชั่วโมงในการทำงานของเครื่องสูบน้ำมัน (Track Pump Running Hours) และอุณหภูมิของผิวท่อในเตาเผา (Heater Tube Skin Temperatures) ซึ่งเป็นหนึ่งในข้อมูลที่แสดงถึงแนวโน้มที่จะทำให้เกิดปัญหาแก่กระบวนการได้

ARC ได้นำระบบ Proximity Card Access มาใช้สำหรับการตรวจสอบการเข้าออกของบุคคลในส่วนต่างๆ และได้ติดตั้งกล้องโทรทัศน์วงจรปิดตรวจจับการเคลื่อนไหว สำหรับการตรวจสอบทั่วไปในโรงกลั่นน้ำมัน โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ แบ่งพื้นที่ออกเป็นหลายเขตด้วยกันตามระดับของการรักษาความปลอดภัยและอันตรายในโรงงาน เพื่อควบคุมการเข้าออกของพนักงานและเส้นทางเดินรถยนต์

3.1.8 บุคลากร

บริษัทฯ มีผู้บริหาร และพนักงานจำนวน 11 คน ซึ่งมาจาก บมจ. ปตท. (Secondment) โดยไม่มีกำหนดระยะเวลา และ บมจ. ปตท. อาจเรียกตัวผู้บริหาร และพนักงานคนใดคนหนึ่งกลับในเวลาใดก็ได้

พนักงานที่ปฏิบัติงานในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ โดยส่วนใหญ่เป็นพนักงานที่ว่าจ้างโดย ARC ภายใต้ Operating Alliance นั้น พนักงานของ ARC จะเป็นผู้รับผิดชอบการดำเนินงานประจำวันของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และ SPRC รวมถึงการจัดส่งผลิตภัณฑ์ การบัญชีและการบริหารจัดการทั้งของบริษัทฯ และ SPRC อีกด้วย บริษัทฯ เชื่อว่าพนักงานของ ARC เป็นพนักงานที่มีประสบการณ์และได้รับการฝึกฝนมาเป็นอย่างดีสำหรับการดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

พนักงานของ ARC ที่ปฏิบัติงานในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ สามารถแบ่งออกได้เป็นสี่กลุ่มหลัก ดังนี้

- พนักงานระดับปฏิบัติงาน (Junior Staff) ได้แก่ ช่างเทคนิค พนักงานประจำเครื่อง และเสมียน
- พนักงานระดับหัวหน้างาน (Supervisory Staff) ได้แก่ หัวหน้าทีม ผู้ช่วยวิศวกร และพนักงานกึ่งวิชาชีพ (Semi-Professional)
- พนักงานอาวุโส ได้แก่ หัวหน้าฝ่ายวิศวกร วิศวกรอาวุโส และพนักงานวิชาชีพ (Professional) และ
- ฝ่ายบริหาร

พนักงานของ ARC นั้น รวมถึงพนักงานซึ่งเป็นตัวแทน (Nominee) และพนักงานที่ส่งมาจาก (Secondment) บมจ. ปตท. Chevron และ บจ. เชลล์ ซึ่งดำรงตำแหน่งผู้บริหารและปฏิบัติการระดับอาวุโสของ ARC ตาม Operating Alliance รายชื่อคณะกรรมการและคณะผู้บริหารของ ARC ปรากฏตามเอกสารแนบ 4 โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2546 ปี 2547 และปี 2548 และวันที่ 31 มีนาคม 2549 ARC มีพนักงานจำนวน 633 คน จำนวน 626 คน จำนวน 636 คน และจำนวน 633 คน ตามลำดับ ทั้งนี้ ต้นทุนรายจ่ายด้านพนักงานของบริษัทฯ ซึ่งเท่ากับร้อยละ 50 ของต้นทุนรายจ่ายด้านพนักงานทั้งหมดตาม Operating Alliance ซึ่งในปี 2546 ปี 2547 ปี 2548 และงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2549 บริษัทฯ มีต้นทุนรายจ่ายด้านพนักงานจำนวนเท่ากับ 424 ล้านบาท 425 ล้านบาท 486 ล้านบาท และ 117 ล้านบาท ตามลำดับ

ผลตอบแทนที่ ARC จ่ายให้แก่พนักงานที่ปฏิบัติงานในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ นั้น รวมถึง เงินเดือน ค่าล่วงเวลา เงินโบนัส ค่าเบี้ยเลี้ยง สวัสดิการพนักงาน และเงินรางวัล โดยพนักงานมีสิทธิได้รับเงินอุดหนุนค่าบ้านพัก ค่ายานพาหนะ ค่ารักษาพยาบาล ค่าธรรมเนียมการศึกษาบุตร และสวัสดิการอื่น ๆ เช่น การลาพักผ่อนประจำปี และการลาหยุดในกรณีพิเศษเพื่อไปราชการทหาร ลาคลอด ลากลับถิ่นที่อยู่ และลาเพื่อจัดการงานศพ นอกจากนี้ ARC ได้จัดให้มีกองทุนสำรองเลี้ยงชีพ โดยเป็นส่วนหนึ่งของผลประโยชน์ตอบแทนที่ให้แก่พนักงาน โดย ARC จ่ายในอัตราร้อยละ 3 ถึง 15 ของเงินเดือนพนักงานแต่ละคน สมทบเข้ากองทุนสำรองเลี้ยงชีพ ทั้งนี้ ขึ้นอยู่กับจำนวนปีที่พนักงานคนดังกล่าวทำงานในบริษัท และพนักงานจะต้องจ่ายในอัตราอย่างน้อยร้อยละ 3 แต่ไม่เกินร้อยละ 15 ของเงินเดือนสมทบเข้ากองทุนสำรองเลี้ยงชีพ บริษัทฯ เชื่อว่าผลตอบแทนที่ ARC จัดให้แก่พนักงานอยู่ในระดับที่ค่อนข้างดี เมื่อเทียบกับบริษัทคู่แข่งอื่น ๆ ทั้งนี้ พนักงานของ ARC มิได้เป็นสมาชิกของสหภาพแรงงานใด และ ARC ไม่เคยประสบปัญหาการนัดหยุดงานของพนักงานหรือการประท้วงด้านแรงงานใด ๆ ที่ส่งผลต่อการดำเนินการของโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และ SPRC บริษัทฯ เชื่อว่าความสัมพันธ์ระหว่าง ARC และพนักงานนั้นอยู่ในขั้นดี พนักงานของบริษัทฯ ในปัจจุบันมีจำนวน 11 คน ดังนั้นก่อนวันที่ Operating Alliance จะสิ้นสุดลง บริษัทฯ คาดว่า บริษัทฯ จะว่าจ้างพนักงานในจำนวนมากกว่าครึ่งหนึ่งของพนักงานทั้งหมดของ ARC ให้มาปฏิบัติงานและบริหารงานโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ เมื่อ Operating Alliance สิ้นสุด

ลง โดยบริษัทฯ จะพิจารณาจ้างพนักงานของ ARC เป็นอันดับแรก อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าพนักงานของ ARC ผู้ที่บริษัทฯ เสนองานให้จะรับข้อเสนอของบริษัทฯ นอกจากนี้ หากบริษัทฯ ดำเนินการตามโครงการขยายการลงทุน บริษัทฯ จะต้องว่าจ้างพนักงานเพิ่มเติมเพื่อปฏิบัติงานและบริหารงานสำหรับ Reforming Complex และ Upgrading Complex อีกทั้งบริษัทฯ มีความตั้งใจที่จะว่าจ้างพนักงานเพิ่มมากขึ้น เมื่อถึงเวลาที่บริษัทฯ ต้องการ

3.1.9 ประกันภัย

บริษัทฯ มีกรมธรรม์ประกันภัยเพื่อคุ้มครองความเสี่ยงในทรัพย์สินประเภทสรรพภัย (All Risks Property) ความเสียหายของเครื่องจักรและการหยุดชะงักทางธุรกิจ (Machinery Breakdown and Business Interruption) และความรับผิดต่อบุคคลภายนอกและความรับผิดจากผลิตภัณฑ์ (Third Party Liability and Product Liability) ในปี 2546 ปี 2547 และปี 2548 บริษัทฯ ซื้อกรมธรรม์ประกันภัยผ่านทางบริษัท ทิพยประกันภัย จำกัด (มหาชน) (“**บมจ. ทิพยประกันภัย**”) ซึ่งเป็นบริษัทร่วมของ บมจ. ปตท. ซึ่งเป็นผู้ถือหุ้นใหญ่ของบริษัทฯ โดย บมจ. ทิพยประกันภัยได้ทำสัญญาประกันภัยต่อในกรมธรรม์ประกันภัยเกือบทั้งหมดของบริษัทฯ โดยรับประกันภัยต่อร่วมกับผู้รับประกันภัยต่อในต่างประเทศโดยรับผิดแยกต่างหากจากกัน บริษัทฯ จะพิจารณาความคุ้มครองตามกรมธรรม์ปีต่อปี โดยพิจารณาว่าการประกันภัยนั้นจะครอบคลุมความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นอย่างเพียงพอหรือไม่

กรมธรรม์ประกันภัยซึ่งคุ้มครองความเสี่ยงในทรัพย์สิน และความเสียหายของเครื่องจักรและการหยุดชะงักทางธุรกิจนั้นครอบคลุมรวมไปถึงความสูญเสียอันเนื่องมาจากเหตุการณ์อันไม่อาจคาดหมายได้ และความสูญเสียโดยตรงจากอุบัติเหตุ การทำลายและความเสียหายที่เกิดจากอัคคีภัย (ยกเว้นกรณีการเสียหายของเครื่องจักร) อุทกภัย แผ่นดินไหว และวาตภัย ที่เกิดกับทรัพย์สินของบริษัทฯ หรือทรัพย์สินส่วนบุคคล หรือทรัพย์สินอื่นที่อยู่ภายใต้การดูแลและการครอบครองของบริษัทฯ หรือที่บริษัทฯ รับผิดชอบ โดยรวมถึงโรงกลั่นและอุปกรณ์ ตัวอาคารต่างๆ น้ำมันและสินค้าคงคลังต่างๆ สถานีขนส่ง ระบบท่อ และ SPM

กรมธรรม์ประกันภัยเพื่อคุ้มครองความเสี่ยงในทรัพย์สินประเภทสรรพภัย และการเสียหายของเครื่องจักรและการหยุดชะงักทางธุรกิจของบริษัทฯ มีเงื่อนไขจำกัดการให้ความคุ้มครองความสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นต่อครั้ง (Overall Combined Single Loss) เป็นจำนวนเท่ากับ 700 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ โดยมีจำนวนวงเงินคุ้มครองตั้งแต่ 1 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ถึง 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ สำหรับต้นทุนและค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่เกิดขึ้นจากความเสียหายของทรัพย์สินและเครื่องจักร และตั้งแต่ 5 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ถึง 25 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ สำหรับการหยุดชะงักทางธุรกิจซึ่งเกิดขึ้นจากสาเหตุต่าง ๆ

นอกจากนี้ บริษัทฯ ได้ทำประกันภัยความรับผิดต่อบุคคลภายนอก (Third Party Liability) ซึ่งคุ้มครองถึงความรับผิดตามกฎหมายหรือความรับผิดตามสัญญาที่เกิดจากการดำเนินงานที่โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และการดำเนินงานของบริษัทฯ ทั่วโลก โดยความคุ้มครองสำหรับความสูญเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นต่อครั้ง (Overall Combined Single Loss) จะเป็นจำนวนเท่ากับ 50 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ และเมื่อรวมกับความคุ้มครองความรับผิดจากผลิตภัณฑ์จะเป็นจำนวนรวมเท่ากับ 50 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ

กรมธรรม์ประกันภัยของบริษัทฯ นั้น ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขประกอบข้อจำกัดและข้อยกเว้นหลายประการ โดยการประกันภัยนั้นไม่ครอบคลุมถึงความเสียหายอันเกิดจากภาวะสงครามหรือการก่อการร้าย ทั้งนี้ บริษัทฯ ต่ออายุกรมธรรม์ประกันภัยเป็นรายปี

3.1.10 ข้อบังคับด้านสิ่งแวดล้อม

การดำเนินการของบริษัทฯ เป็นไปตามกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม รวมทั้งพระราชบัญญัติส่งเสริมและรักษาคุณภาพสิ่งแวดล้อมแห่งชาติ พ.ศ. 2535 เมื่อปี 2535 ประเทศไทยได้มีกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อส่งเสริมการ

พัฒนาอย่างมั่นคงและเพื่อปกป้องสิ่งแวดล้อมธรรมชาติที่เข้มงวดมากขึ้น รัฐธรรมนูญแห่งราชอาณาจักรไทยปี 2540 ยังได้บัญญัติหน้าที่ของรัฐบาลและสิทธิของประชาชนในการบริหารจัดการและพัฒนาแหล่งธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

กฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมโดยเฉพาะอย่างยิ่งที่เกี่ยวข้องกับปริมาณไอเสียและน้ำทิ้งที่ออกจากโรงกลั่นน้ำมัน มีผลต่อธุรกิจของบริษัทฯ ในทุกด้าน ซึ่งรวมถึงการขยายหรือเพิ่มเติมหน่วยกลั่นต่าง ๆ และรวมถึงระบบการบำรุงรักษาและการก่อสร้างเป็นบางส่วน จากข้อกำหนดในกฎหมายสิ่งแวดล้อม บริษัทฯ จำเป็นต้องศึกษาผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมก่อนดำเนินการสร้างหรือติดตั้งเพื่อศึกษาผลกระทบของกิจกรรมที่มีต่อสิ่งแวดล้อมภายนอกและสร้างความมั่นใจว่าโรงงานที่ก่อสร้างใหม่จะดำเนินงานได้โดยมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและชุมชนท้องถิ่นน้อยที่สุด บริษัทฯ ยังจำเป็นต้องควบคุมการปล่อยไอเสียที่ออกจากโรงกลั่นน้ำมันให้อยู่ในระดับที่กำหนดไว้ในกฎหมายสิ่งแวดล้อม โดยหน่วยงานหลักเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่ควบคุมการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ ได้แก่ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกรมควบคุมมลพิษภายใต้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

นโยบายสิ่งแวดล้อมหลักของบริษัทฯ คือการดำเนินการให้เป็นไปตามข้อบังคับที่เกี่ยวข้องทั้งหมด เพื่อลดผลกระทบต่าง ๆ จากกิจกรรมการกลั่นน้ำมันทั้งในปัจจุบันและในอนาคตที่มีต่อสิ่งแวดล้อม และเพื่อสร้างความมั่นใจว่าบริษัทฯ ดำเนินการด้วยความรับผิดชอบเป็นอย่างสูงต่อสังคม บริษัทฯ เห็นว่าการดำเนินกิจกรรมภายในโรงกลั่นด้วยความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยเป็นหลักการที่สำคัญต่อการดำเนินธุรกิจของบริษัทฯ เพื่อให้บรรลุตามเป้าหมาย บริษัทฯ ได้ดำเนินมาตรการควบคุมมลภาวะและมาตรการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมรวมทั้งการนำเทคโนโลยีที่ทันสมัยมาใช้ในการลดปริมาณของเสียที่ออกจากโรงกลั่น เช่น หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนจากก๊าซ (Sour Gas Treating Units) หน่วยแยกกำมะถัน (Sulfur Recovery Units) หน่วยกำจัดสารปนเปื้อนจากน้ำ (Sour Water Stripper Units) และการก่อสร้างปล่องระบายก๊าซ (Flue Gas Stacks) ความสูงถึง 140 เมตร สำหรับการปล่อยไอเสียให้กระจายตัวในระดับสูงเพื่อลดผลกระทบต่อคุณภาพอากาศชั้นพื้นดิน บริษัทฯ ได้ติดตั้งระบบการตรวจติดตาม และบันทึกข้อมูลปริมาณสิ่งเจือปนไอเสียอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้มีความมั่นใจว่าไอเสียที่ปล่อยออกจากโรงกลั่นสอดคล้องตามกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม ระบบบำบัดน้ำทิ้งโดยใช้เทคโนโลยี Nitrification Biotreater ซึ่งเป็นเทคโนโลยีทางชีวภาพที่มีขีดความสามารถในการบำบัดคุณภาพน้ำทิ้งได้เป็นอย่างดีเพื่อให้มั่นใจว่าคุณภาพน้ำทิ้งสอดคล้องตามข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมก่อนปล่อยออกไปนอกโรงกลั่น ARC ยังคงมีระบบตรวจติดตามคุณภาพอากาศ คุณภาพน้ำ และสิ่งแวดล้อมทางดินและทางทะเลอยู่เป็นประจำตามที่กำหนดไว้ในกฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม ARC ให้ความร่วมมือประสานงานและสนับสนุนโครงการศึกษาของรัฐบาลในการติดตามสิ่งแวดล้อมบริเวณใกล้เคียงโรงกลั่นน้ำมันเพื่อสนับสนุนมาตรการปกป้องสิ่งแวดล้อมของบริษัทฯ และในฐานะที่เป็นบริษัทย่อยของ บมจ. ปตท. บริษัทฯ ได้รับมาซึ่งสิทธิและหน้าที่ของ บมจ. ปตท. ตามสัญญาการเข้าร่วมเป็นบริษัทในเครือ (Participant's Agreement) ระหว่าง บมจ. ปตท. กับ Oil Spill Response Limited ทั้งนี้ ภายใต้สัญญาดังกล่าว บริษัทฯ สามารถใช้อุปกรณ์ เครื่องมือ และบุคลากรของ Oil Spill Response Limited เพื่อจัดการกับปัญหาน้ำมันรั่วไหลในทะเล บนพื้นดิน หรือชายฝั่ง บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมในปี 2546 ปี 2547 และปี 2548 เป็นจำนวน 17 ล้านบาท 13 ล้านบาท และจำนวน 12 ล้านบาท ตามลำดับ

ในปี 2544 บริษัทฯ ประสบเหตุขัดข้องของอุปกรณ์ป้องกันน้ำมันรั่วไหลในกรณีข้อต่อระหว่างท่อรับน้ำมันดิบจากเรือขนส่งและ SPM แยกออกจากกัน ซึ่งบริษัทฯ และ SPRC เป็นเจ้าของร่วมกันซึ่งเป็นเหตุให้มีน้ำมันรั่วลงสู่ทะเลจำนวนเล็กน้อย อย่างไรก็ดี ARC สามารถควบคุมการรั่วไหลและทำความสะอาดน้ำมันที่รั่วไหลก่อนที่น้ำมันดังกล่าวจะมายังชายฝั่ง ทั้งนี้ บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าจะไม่มีเหตุขัดข้องของอุปกรณ์หรือเหตุขัดข้องอื่นใดที่เกี่ยวข้องกับ SPM อีกในอนาคต เหตุขัดข้องใด ๆ ที่เกิดขึ้นอาจทำให้บริษัทฯ ต้องดำเนินการแก้ไข และบริษัทฯ อาจมีค่าใช้จ่ายในการแก้ไขดังกล่าวเป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงานและโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ

บริษัทฯ ได้จำหน่ายไฟฟ้าเหลือใช้ของบริษัทฯ ซึ่งเป็นจำนวนเพียงเล็กน้อยให้แก่ บจ. มาบตาพุด ตามสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาวที่จะหมดอายุในเดือนมิถุนายน 2555 และให้แก่ บจ. ไบเออร์ ตามสัญญาขายไฟฟ้าซึ่งได้ถูกยกเลิกในเดือนมีนาคม 2549 ในฐานะผู้จำหน่ายไฟฟ้า บริษัทฯ จึงอยู่ภายใต้มาตรฐานที่เกี่ยวกับการกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนประเภทไนโตรเจนไดออกไซด์ในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานจำหน่ายไฟฟ้าที่เข้มงวดกว่ามาตรฐานของโรงงานอุตสาหกรรม อย่างไรก็ดี ปริมาณสารเจือปนประเภทไนโตรเจนไดออกไซด์ในอากาศที่ระบายออกจากโรงไฟฟ้าของบริษัทฯ นั้นเป็นไปตามมาตรฐานสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม แต่มิได้เป็นไปตามมาตรฐานการกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนประเภทไนโตรเจนไดออกไซด์ในอากาศสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อการจำหน่ายซึ่งมีมาตรฐานที่สูงกว่า บริษัทฯ กำลังอยู่ระหว่างการเจรจากับ บจ. มาบตาพุด เพื่อที่จะยกเลิกการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ บจ. มาบตาพุด อย่างไรก็ตาม บริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่าบริษัทฯ จะสามารถยกเลิกสัญญาที่ได้ทำไว้กับ บจ. มาบตาพุดในเงื่อนไขทางธุรกิจที่ยอมรับได้ หรืออาจไม่สามารถยกเลิกสัญญาได้เลย นอกจากนี้ ในเดือนตุลาคม 2548 บริษัทฯ ได้ยื่นเรื่องขอผ่อนผันการปฏิบัติตามมาตรฐานเกี่ยวกับการกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย ต่อ กนอ. เป็นระยะเวลา 18 เดือนนับแต่เดือนตุลาคม 2548 โดยขึ้นอยู่กับผลการเจรจากับ บจ. มาบตาพุด และ บจ. ไบเออร์ ซึ่งบริษัทฯ ไม่อาจรับรองได้ว่า กนอ. จะอนุญาตผ่อนผันการปฏิบัติตามมาตรฐานดังกล่าว

นอกเหนือจากที่กล่าวไว้ข้างต้นแล้ว ในขณะที่บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ ได้ปฏิบัติตามกฎหมายและข้อกำหนดเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่บังคับใช้กับธุรกิจของบริษัทฯ ทั้งหมดที่สำคัญ แต่การรั่วไหลของน้ำมันหรือก๊าซหรือสารที่ก่อให้เกิดมลภาวะสู่อากาศ พื้นดิน หรือน้ำ อาจเป็นสาเหตุให้บริษัทฯ ต้องรับผิดชอบต่อรัฐบาลหรือบุคคลภายนอก ซึ่งทำให้บริษัทฯ มีค่าใช้จ่ายในการแก้ไขความเสียหายที่เกิดจากการรั่วไหลดังกล่าว นอกจากนี้ การบังคับใช้กฎหมายและข้อกำหนดเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมฉบับใหม่ การตีความกฎหมายฉบับปัจจุบันใหม่ การที่รัฐบาลเพิ่มความเข้มงวดในการบังคับใช้กฎหมายและข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อม หรือการพัฒนาปรับปรุงต่าง ๆ ในอนาคต อาจทำให้บริษัทฯ ต้องมีรายจ่ายส่วนทุนหรือค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานเพิ่มเติมเพื่อรักษาฐานะการดำเนินงานในปัจจุบัน ลดระดับกิจกรรมการผลิตหรือกระทำการใด ๆ ซึ่งอาจส่งผลกระทบในทางลบอย่างมีนัยสำคัญต่อผลการดำเนินงานและฐานะทางการเงินของบริษัทฯ ทั้งนี้ มาตรฐานคุณภาพผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปใหม่เกี่ยวกับปริมาณกำมะถันในน้ำมันเบนซินและดีเซลจะมีผลกระทบอย่างมากต่ออุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันและบริษัทฯ และคู่แข่งของบริษัทฯ อาจต้องมีการลงทุนเพื่อปรับปรุงคุณภาพผลิตภัณฑ์ให้เป็นไปตามมาตรฐานใหม่ที่กำหนดขึ้น

3.1.11 รายการระหว่างบริษัทฯ กับบริษัทในกลุ่ม Shell และ Chevron

บริษัทฯ เข้าทำสัญญาจำนวนมากกับบริษัทในกลุ่ม Shell และ Chevron รวมถึงทำธุรกรรมอื่น ๆ เป็นครั้งเป็นคราวกับบริษัทดังกล่าว บริษัทฯ เชื่อว่าบริษัทฯ เข้าทำสัญญาและธุรกรรมเหล่านี้ภายใต้เงื่อนไขเชิงพาณิชย์โดยปกติทั่วไป (Arm's Length Terms) หรือภายใต้เงื่อนไขที่บริษัทฯ เชื่อว่าเป็นประโยชน์แก่บริษัทฯ เหมือนกับธุรกรรมที่บริษัทฯ ทำกับบริษัทอื่นที่มิใช่บริษัทร่วมของบริษัทฯ ธุรกรรมดังต่อไปนี้เป็นธุรกรรมระหว่างบริษัทฯ กับบริษัทในกลุ่ม Shell และ Chevron ซึ่งการซื้อขายกับบริษัทในกลุ่ม Shell และ Chevron เป็นการดำเนินการโดยมีข้อกำหนดและเงื่อนไขเชิงพาณิชย์และราคาตลาด

รายการระหว่างบริษัทฯ กับบริษัทในกลุ่ม Shell

บริษัทฯ เข้าทำธุรกรรมเกี่ยวกับการซื้อที่สำคัญกับบริษัทในกลุ่ม Shell ดังนี้

1. *สัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ (Product Offtake Agreement)* ก่อนปี 2548 บริษัทฯ ขายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่ บจ. เชลล์ ตามสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ อย่างไรก็ตาม จากการที่ บมจ. ปตท. เข้าซื้อหุ้นในบริษัทฯ จาก Shell International และตามข้อตกลงการแปลงหนี้ใหม่ (Deed of Novation) ฉบับลงวันที่ 30 พฤศจิกายน 2547 บจ. เชลล์ ตกลงแปลงหนี้และโอนสิทธิ

หน้าที่ และผลประโยชน์ตามสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ให้แก่บริษัทฯ และ บมจ. ปตท. ตกลงรับภาระหน้าที่ตามสัญญาดังกล่าวแทน บจ. เชลล์ โดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2548

2. *การซื้อน้ำมันดิบและวัตถุดิบ* โดยก่อนปี 2548 บริษัทฯ ซื้อน้ำมันดิบจาก Shell International Eastern Trading Company ภายใต้เงื่อนไขการชำระเงินเป็นระยะเวลา 30 วัน (นับจากวันที่ลงในใบตราส่ง) ซึ่งบริษัทฯ เชื่อว่าเป็นไปตามแนวทางปฏิบัติทั่วไป อย่างไรก็ตาม จากการที่ บมจ. ปตท. ซื้อหุ้นในบริษัทฯ จาก บจ. เชลล์ บริษัทฯ ได้หยุดซื้อน้ำมันดิบจาก Shell International Eastern Trading Company นับตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม 2548

3. *การใช้บริการด้านเทคนิค* บริษัทฯ เข้าทำสัญญาให้บริการดำเนินงาน (Operating Service Agreement) กับ Shell Global Solutions (Thailand) สำหรับบริการด้านเทคนิคต่าง ๆ ที่ใช้ในโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ

บริษัทฯ มีรายได้จากการขายและให้บริการแก่บริษัทในกลุ่ม Shell ในปี 2546 เป็นเงินจำนวน 48,643 ล้านบาท และในปี 2547 เป็นเงินจำนวน 53,370 ล้านบาท โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 บริษัทฯ มียอดลูกหนี้การค้า-บริษัทในกลุ่ม Shell เป็นเงินจำนวน 2,604 ล้านบาท

บริษัทฯ มียอดซื้อน้ำมันดิบ วัตถุดิบ และค่าบริการกับบริษัทในกลุ่ม Shell ในปี 2546 เป็นเงินจำนวน 39,169 ล้านบาท และในปี 2547 เป็นเงินจำนวน 44,495 ล้านบาท และค่าใช้จ่ายในการจำหน่ายและการบริหารจัดการในส่วนที่เกี่ยวกับบริษัทร่วมของ Shell ในปี 2546 เป็นเงินจำนวน 25 ล้านบาท และในปี 2547 เป็นเงินจำนวน 28 ล้านบาท โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 บริษัทฯ มียอดเจ้าหนี้การค้า-บริษัทในกลุ่ม Shell เป็นเงินจำนวน 131 ล้านบาท

บริษัทฯ มียอดลูกหนี้-บริษัทที่เกี่ยวข้องกัน สำหรับเงินทดรองจ่ายให้แก่บริษัทในกลุ่ม Shell ซึ่งเป็นรายการซื้อน้ำมันดิบเป็นหลัก โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 เป็นเงินจำนวน 568 ล้านบาท นอกจากนี้ บริษัทฯ ยังมียอดเจ้าหนี้-บริษัทที่เกี่ยวข้องกัน สำหรับเงินกู้ยืมระยะสั้นในส่วนที่เกี่ยวกับเงินค้างจ่ายค่าบริการด้านเทคนิค ตามสัญญาให้บริการดำเนินงาน (Operating Service Agreement) กับ Shell Global Solution (Thailand) โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 เป็นเงินจำนวน 103 ล้านบาท

หลังจากที่ บมจ. ปตท. ซื้อหุ้นและผลประโยชน์ในบริษัทฯ จาก Shell International แล้ว บริษัทในกลุ่ม Shell ไม่ถือเป็นบริษัทที่เกี่ยวข้องกับบริษัทฯ ตั้งแต่วันที่ 30 พฤศจิกายน 2547

รายการระหว่างบริษัทฯ กับบริษัทในกลุ่ม Chevron

บริษัทฯ จำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปให้แก่บริษัทในกลุ่ม Chevron หลายบริษัท โดยบริษัทฯ มีรายได้จากการขายและบริการกับบริษัทในกลุ่ม Chevron ซึ่งรวมถึง Fuel and Marine Marketing LLC ในปี 2546 เป็นเงินจำนวน 1,610 ล้านบาท ในปี 2547 เป็นเงินจำนวน 3,202 ล้านบาท ในปี 2548 เป็นเงินจำนวน 2,881 ล้านบาท และในงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2549 เป็นเงินจำนวน 1,717 ล้านบาท โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 ปี 2547 ปี 2548 และวันที่ 31 มีนาคม 2549 บริษัทฯ มียอดลูกหนี้การค้า-บริษัทในกลุ่ม Chevron เป็นเงินจำนวน 43 ล้านบาท 393 ล้านบาท 121 ล้านบาท และ 644 ล้านบาท (รวมถึงรายการลูกหนี้การค้าจาก Fuel and Marine Marketing LLC จำนวน 360 ล้านบาท) ตามลำดับ

บริษัทฯ ชำระต้นทุนค่าขนส่งน้ำมันดิบให้แก่บริษัทในกลุ่ม Chevron หลายบริษัท โดยน้ำมันดิบที่ขนส่งดังกล่าวเป็นน้ำมันดิบที่ บมจ. ปตท. ซื้อและส่งต่อให้บริษัทฯ โดยบริษัทฯ ได้จ่ายค่าต้นทุนขนส่งน้ำมันดิบให้แก่บริษัทในกลุ่ม Chevron ในปี 2546 เป็นเงินจำนวน 611 ล้านบาท ในปี 2547 เป็นเงินจำนวน 1,380 ล้านบาท ในปี 2548 เป็นเงินจำนวน 1,054 ล้านบาท และในงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2549 เป็นเงินจำนวน 576 ล้านบาท โดย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2546 ปี 2547 ปี 2548 และวันที่

31 มีนาคม 2549 บริษัทฯ มียอดเจ้าหนี้การค้า–บริษัทร่วมของ Chevron เป็นเงินจำนวน 1 ล้านบาท 15 ล้านบาท 133 ล้านบาท และ 230 ล้านบาทตามลำดับ

ณ วันที่ 31 ธันวาคม ปี 2546 ปี 2547 ปี 2548 และวันที่ 31 มีนาคม 2549 บริษัทฯ มียอดลูกหนี้-บริษัทที่เกี่ยวข้องกัน สำหรับเงินทดรองจ่ายให้แก่บริษัทในกลุ่ม Chevron ซึ่งเป็นรายการจ่ายต้นทุนค่าขนส่งน้ำมันดิบเป็นหลัก โดยเป็นค่าน้ำมันดิบที่บริษัทฯ ซื้อแล้ว แต่ยังไม่ได้นำส่งให้แก่บริษัทฯ เป็นเงินจำนวน 39 ล้านบาท 153 ล้านบาท 1 ล้านบาท และ 1 ล้านบาท ตามลำดับ

3.2 ภาวะอุตสาหกรรม

เว้นแต่จะได้ระบุไว้โดยชัดแจ้ง ข้อมูลข้างล่างนี้ ซึ่งรวมถึงแนวโน้มและการประมาณการเป็นข้อมูลที่ได้มาจากเอกสาร สิ่งพิมพ์ที่ได้เปิดเผยต่อสาธารณชน หรือได้มาจากหน่วยงานของรัฐ บริษัทฯ ผู้จัดการการจัดจำหน่าย หรือที่ปรึกษา รวมทั้งบริษัทในเครือของบุคคลดังกล่าว มิได้ตรวจสอบข้อมูลเหล่านี้และไม่รับรองถึงความถูกต้องของข้อมูลเหล่านี้แต่อย่างใด

หลักพื้นฐานของการกลั่นน้ำมัน

ภาพรวมของกระบวนการกลั่นน้ำมัน

กระบวนการกลั่นน้ำมัน คือกระบวนการการแยกโมเลกุลสารไฮโดรคาร์บอนที่อยู่ในน้ำมันดิบ และแปรสภาพสสารดังกล่าวให้เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่มีมูลค่าสูงกว่า โรงกลั่นน้ำมันได้รับการออกแบบให้สามารถกลั่นน้ำมันดิบหลายประเภท รวมถึงวัตถุดิบอื่น ๆ ให้เป็นผลิตภัณฑ์ชนิดต่าง ๆ ตามความต้องการของตลาดโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้เกิดกำไรในการกลั่นน้ำมัน (Refining Margin) สูงสุด โดยทั่วไปแล้ว หน่วยผลิตแต่ละหน่วยภายในโรงกลั่นน้ำมันจะทำหน้าที่ได้อย่างน้อยอย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

- กลั่นแยกสารไฮโดรคาร์บอนหลาย ๆ ประเภทที่อยู่ในน้ำมันดิบตามจุดเดือดที่ต่างกัน
- แปรสภาพไฮโดรคาร์บอนให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีคุณค่ามากขึ้น
- ปรับปรุงผลิตภัณฑ์โดยการแยกสารปนเปื้อนออก
- ผสมผลิตภัณฑ์ขั้นกึ่งสำเร็จรูป (Intermediate Streams) เป็นน้ำมันสำเร็จรูป

น้ำมันดิบเป็นวัตถุดิบหลักที่ใช้ในการกลั่นน้ำมัน คุณภาพของน้ำมันดิบและชนิดหน่วยกลั่นต่าง ๆ ในโรงกลั่นน้ำมันจะกำหนดวิธีการกลั่นน้ำมัน และระดับความสามารถในการเปลี่ยนน้ำมันดิบเป็นน้ำมันสำเร็จรูปชนิดต่าง ๆ ที่เหมาะสม โดยทั่วไป การแบ่งประเภทของน้ำมันดิบจะแบ่งตามความหนัก (Density) จากต่ำไปสูง (Light to Heavy) และปริมาณกำมะถันจากต่ำไปสูง (Sweet to Sour) น้ำมันดิบชนิดเบาจะมีราคาสูงกว่าน้ำมันดิบชนิดหนัก ทั้งนี้ เพราะต้องผ่านกระบวนการกลั่นและกระบวนการกำจัดกำมะถันที่มีขั้นตอนน้อยกว่า และจะให้ผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปที่มีราคาสูงในปริมาณมากกว่า เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซล โดยปกติน้ำมันดิบชนิดหนักจะขายในราคาถูกกว่าน้ำมันดิบชนิดเบาเพราะจะให้ผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าต่ำและต้องใช้กระบวนการผลิตเพิ่มเติมเพื่อให้ได้น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบาซึ่งมีมูลค่าสูง ผลที่ตามมาคือ โรงกลั่นน้ำมันพยายามที่จะกลั่นน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ เพื่อให้เกิดผลประโยชน์สูงสุด โดยพิจารณาถึงหน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมัน และหน่วยกำจัดกำมะถันของแต่ละโรงกลั่น ราคาของผลิตภัณฑ์ในปัจจุบันและที่คาดการณ์ในอนาคต ชนิดของผลิตภัณฑ์ที่ต้องการ และราคาน้ำมันดิบและวัตถุดิบอื่น ๆ

กระบวนการกลั่นน้ำมันแบบคอมเพล็กซ์ (Complexity) เป็นกระบวนการที่สามารถเปลี่ยนแปลงสภาพหรือเพิ่มคุณค่าผลิตภัณฑ์ไฮโดรคาร์บอนด์ที่มีมูลค่าต่ำ เช่น น้ำมันดิบชนิดหนัก ให้เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูง โดยผ่านหน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมัน (Conversion Unit หรือ Upgrading Unit) ซึ่งจะทำให้โรงกลั่นน้ำมันอยู่ในฐานะที่ได้เปรียบ เนื่องจากสามารถใช้ประโยชน์จากน้ำมันดิบที่ราคาถูก ซึ่งจะทำให้บริษัท ฯ มีโอกาสได้รับกำไรขั้นต้นที่สูงขึ้น

ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่สำคัญ

ผลิตภัณฑ์ดังต่อไปนี้เป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปหลักที่ได้จากโรงกลั่นน้ำมัน

- ก๊าซปิโตรเลียมเหลว
- น้ำมันเบนซิน
- ก๊าซโซฮอล์
- สารทำละลาย (Solvent)
- ผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี
- น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด
- น้ำมันดีเซล
- น้ำมันเตา
- กำมะถัน
- ยางมะตอย
- ถ่านโค้ก

เศรษฐศาสตร์การกลั่นน้ำมัน (Economics of Refining)

โดยหลักแล้วการกลั่นน้ำมันเป็นธุรกิจที่อยู่บนฐานกำไร (Margin) โดยเป้าหมายของผู้กลั่นน้ำมันคือการทำให้กระบวนการกลั่นน้ำมันมีประสิทธิภาพสูงสุดและได้ผลตอบแทนจากผลิตภัณฑ์ที่ดีที่สุดจากวัตถุดิบที่ใช้ ในโรงกลั่นน้ำมันแบบ Hydro-Skimming ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะมีสัดส่วนของน้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนักและมีมูลค่าต่ำ เช่น น้ำมันเตา ลองเรสิดิว (Long Residue) และยางมะตอยเป็นส่วนใหญ่ และผลิตภัณฑ์ที่เหลือ คือ ผลิตภัณฑ์ซึ่งมีสัดส่วนของน้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซล ทั้งนี้ ปริมาณผลิตภัณฑ์จะขึ้นอยู่กับชนิดน้ำมันดิบ และวัตถุดิบที่ใช้ องค์ประกอบของน้ำมันดิบถือเป็นส่วนสำคัญ ซึ่งมีผลต่อรูปแบบของผลิตภัณฑ์ที่ได้จากโรงกลั่น และความสามารถในการทำกำไรให้ได้สูงสุด กำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันแบบ Hydro-Skimming คำนวณโดยการนำมูลค่าทั้งหมดของผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้หักด้วยต้นทุนราคาน้ำมันดิบ-วัตถุดิบอื่นและสาธารณูปโภคที่ซื้อจากภายนอก กำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex ต่างจากกำไรของโรงกลั่นน้ำมันแบบ Hydro-Skimming ตรงที่การกลั่นน้ำมันแบบ Complex จะได้น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนักในสัดส่วนที่น้อยกว่า เพราะโรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex จะมีหน่วยกลั่นที่สามารถแปลงสภาพผลิตภัณฑ์น้ำมันดิบชนิดหนักที่มีมูลค่าต่ำให้เป็นน้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบาที่มีมูลค่าสูงกว่าได้ โดยปกติแล้วโรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex จะมีผลตอบแทนการผลิตที่สูงกว่าเนื่องด้วยความสามารถในการผลิตผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าสูงโดยใช้น้ำมันดิบหรือวัตถุดิบอื่นที่มีต้นทุนเท่ากันหรือต่ำกว่า ผลที่ตามมาก็คือกำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันแบบ Complex จะสูงกว่ากำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นน้ำมันแบบ Hydro-Skimming

โรงกลั่นน้ำมันที่มีหน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมันจะสามารถเพิ่มปริมาณน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าดและน้ำมันดีเซล ซึ่งน้ำมันเหล่านี้จะมีมูลค่ามากกว่าน้ำมันเตา ดังนั้น โรงกลั่นน้ำมันที่มีหน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมันเป็นจำนวนมากก็จะมีกำไรสูงขึ้นด้วย ตารางข้างล่างนี้จะแสดงหน่วยการกลั่นน้ำมันต่าง ๆ และหน้าที่ของหน่วยต่าง ๆ

หน่วย	วัตถุดิบที่ใช้	ผลิตภัณฑ์หลักที่ได้	วัตถุประสงค์
หน่วยกลั่นน้ำมันดิบ	น้ำมันดิบ	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาชนิดเบา แนฟทาชนิดหนัก น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา	แยกน้ำมันดิบออกเป็นส่วนตามระดับของจุดเดือดที่ต้องการได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาชนิดเบา แนฟทาชนิดหนัก น้ำมันอากาศยาน น้ำมันดีเซลและน้ำมันเตา
หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดเบา	แนฟทาชนิดเบา	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และ Isomerate	กระบวนการแปรรูปแนฟทาชนิดเบา (ค่าออกเทนต่ำ) เป็น Isomerate (ค่าออกเทนสูง) โดยใช้สารเร่งปฏิกิริยา และก๊าซไฮโดรเจน
หน่วยเพิ่มออกเทนในแนฟทาชนิดหนัก	แนฟทาชนิดหนัก	ก๊าซที่มีไฮโดรเจนสูง (Hydrogen Rich Gas) ก๊าซปิโตรเลียมเหลว และรีฟอร์เมต	กระบวนการแปรรูปน้ำมันที่มีค่าออกเทนต่ำ ให้เป็นน้ำมันที่มีค่าออกเทนสูงขึ้นโดยใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยผลิตน้ำมันเบนซิน	น้ำมันเตา Heavy Vacuum Gas Oil	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา	กระบวนการแปรรูปน้ำมันเตา หรือ Heavy Vacuum Gas Oil เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตาโดยใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยผลิตน้ำมันดีเซล	Heavy Vacuum Gas Oil	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว แนฟทาชนิดเบา แนฟทาชนิดหนัก น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล	กระบวนการแปรรูปน้ำมันประเภท Heavy Vacuum Gas Oil เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล โดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนและสารเร่งปฏิกิริยา กระบวนการผลิตนี้ต่างจากหน่วยกลั่นเพื่อทำให้โมเลกุลแตกตัว โดยใช้สารเร่งปฏิกิริยา เพราะมีการใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นตัวแยกกำมะถันและทำการกลั่นเพื่อทำให้น้ำมันชนิดหนักแตกตัว (Heavy Oil) ให้เป็นน้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด และน้ำมันดีเซล
หน่วยกลั่นเพื่อทำให้โมเลกุลแตกตัวโดยใช้ความร้อน (Thermal Cracking Unit)	ช็อต เรสิดิว (Short Residue)	น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันดีเซล และน้ำมันเตา	กระบวนการแปรรูปช็อต เรสิดิว (Short Residue) (น้ำมันชนิดหนัก) เป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าเพิ่มขึ้น โดยใช้ความร้อนสูง แต่ไม่ได้ใช้สารเร่งปฏิกิริยา
หน่วยกำจัดกำมะถันในน้ำมันดีเซล	น้ำมันเบนซินหรือน้ำมันดีเซลที่มีกำมะถันสูง	น้ำมันเบนซินหรือน้ำมันดีเซลที่มีกำมะถันต่ำ	กระบวนการลดปริมาณกำมะถันและสารปนเปื้อน อื่น ๆ ออกจากน้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลโดยใช้ก๊าซไฮโดรเจนและสารเร่งปฏิกิริยา (กระบวนการ “Desulfurization”)

อุตสาหกรรมนี้ใช้ค่าอ้างอิง (Benchmark) หลายอย่างในการวัดผลตอบแทน ความซับซ้อนและประสิทธิภาพของโรงกลั่น ประกอบด้วย

- กำไรจากการกลั่นขั้นต้น
- อัตราความสามารถในการดำเนินการผลิต (Utilization Rate)
- Upgrading-to-Refining Ratio
- Hydrotreating-to-Refining Ratio
- Non-Energy Cash Operating Expenses
- ค่าดัชนีการบำรุงรักษาซึ่งมีผลต่อค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา และ
- ความพร้อมในการผลิต (Operational Availability)

ความเคลื่อนไหวของอุตสาหกรรมในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค

สมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน

อุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปได้เพิ่มสูงขึ้นโดยส่วนหนึ่งเกิดจากความเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ตารางข้างล่างแสดงถึงอัตราการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง ตั้งแต่ปี 2543 ของประเทศบางประเทศในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค

อัตราร้อยละของการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมที่แท้จริงปีต่อปี

หน่วย : ร้อยละ

ประเทศ	2543	2544	2545	2546	2547
จีน	8.0	7.5	8.3	9.3	9.5
อินเดีย	4.7	4.8	4.4	7.5	7.3
เกาหลีใต้	8.5	3.8	7.0	3.1	4.6
มาเลเซีย	8.9	0.3	4.1	5.3	7.1
สิงคโปร์	9.6	(2.0)	3.2	1.4	8.4
ไทย	4.8	2.2	5.3	6.9	6.1

ที่มา : IMF World Economic Outlook เมษายน 2548

ตั้งแต่ปี 2543 ถึงปี 2547 อุปสงค์ของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิคได้เพิ่มสูงขึ้นในอัตราส่วนที่สูงกว่าการเพิ่มของผลิตภัณฑ์ของโรงกลั่นน้ำมัน ปริมาณการใช้ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิคได้เพิ่มสูงขึ้นในอัตราร้อยละ 3 ของอัตราการเติบโตในแต่ละปีโดยเฉลี่ย ตั้งแต่ปี 2542 ถึงปี 2547 เมื่อเปรียบเทียบกับอัตราร้อยละ 0.5 สำหรับความสามารถในการกลั่นในช่วงระยะเวลาเดียวกัน

อัตราการเติบโตประจำปีสำหรับกำลังการผลิตในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค

หน่วย : ร้อยละ

	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547
อัตราการเติบโตประจำปี (ปริมาณการบริโภค)	4.5	(1.9)	4.8	4.0	0.5	2.7	2.8	5.0
อัตราการเติบโตประจำปี (กำลังการผลิต)	6.7	2.3	8.6	0.2	0.8	0.5	(0.8)	1.7

ที่มา : BP Statistical Review of World Energy มิถุนายน 2548

ดังนั้น อุปทานและอัตราการใช้กำลังการผลิต (Utilization Rate) ของบริษัทผู้กลั่นน้ำมันในระดับภูมิภาคโดยทั่วไป จึงเพิ่มขึ้นเนื่องจากความไม่สมดุลของอุปสงค์และอุปทาน

ภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค[1]

ปี	อุปสงค์ [2] (พันบาร์เรลต่อวัน)	อัตราการใช้กำลังการผลิต [3] (ร้อยละ)
2543	21,054	85
2544	21,159	84
2545	21,739	83
2546	22,337	88
2547	23,446	92

หมายเหตุ

(1) ภูมิภาคเอเชียแปซิฟิครวมถึง บรูไน กัมพูชา จีน ฮ่องกง (เขตปกครองพิเศษของจีน) อินโดนีเซีย ญี่ปุ่น ลาว มาเลเซีย มองโกเลีย เกาหลีเหนือ ฟิลิปปินส์ สิงคโปร์ ภูมิภาคเอเชียใต้ (ประกอบด้วยอัฟกานิสถาน บังคลาเทศ อินเดีย พม่า เนปาล ปากีสถาน และศรีลังกา) เกาหลีใต้ ไต้หวัน ไทย เวียดนาม ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ ปาปัวนิวกินี และภูมิภาคโอเชียเนีย

(2) อุปสงค์หมายความถึง การบริโภคผลิตปิโตรเลียมสำเร็จรูปซึ่งรวมถึง แนฟทา และผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการเผาไหม้ของน้ำมันดิบ (โดยมิได้ผ่านกระบวนการกลั่น)

(3) การใช้กำลังการผลิตหมายความถึง การกลั่นน้ำมันดิบของโรงกลั่นน้ำมันหารด้วยกำลังการใช้หน่วยกลั่นน้ำมันดิบโดยไม่รวมผลิตภัณฑ์ที่ได้จากการเผาไหม้ของน้ำมันดิบเนื่องจากมิได้มีการผ่านกระบวนการกลั่นในโรงกลั่นน้ำมัน

สมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทานในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิคได้เปลี่ยนไปในปี 2547 โดยมีสาเหตุหลักมาจาก

- การเพิ่มของอุปสงค์ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค โดยเฉพาะ สาธารณรัฐประชาชนจีน และอินเดีย เนื่องมาจากการขยายตัวทางอุตสาหกรรม และการเจริญเติบโตของมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ
- การบังคับใช้กฎระเบียบทางด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้น ทำให้มีการพิจารณาถึงการปรับปรุงความเหมาะสมของโรงกลั่นน้ำมันที่ไม่มีประสิทธิภาพและ
- อัตราการขยายตัวของโรงกลั่นน้ำมันใหม่ที่ลดลง

กฎเกณฑ์

ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิค ได้มีการเสนอให้มีกฎเกณฑ์เกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดมากขึ้นกฎเกณฑ์ดังกล่าว โดยทั่วไปจะจำกัดปริมาณสูงสุดของสารตะกั่วและกำมะถันที่ใช้ในผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม และปริมาณสารอะโรมาติกส์ (Aromatics) ในน้ำมันเบนซิน ด้วยเหตุนี้ โรงกลั่นที่ได้รับผลกระทบจึงต้องเพิ่มหรือขยายหน่วยเพิ่มคุณค่าน้ำมัน หรือ หน่วยกำจัดกำมะถันเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดดังกล่าว ดังนั้น เกณฑ์มาตรฐานสิ่งแวดล้อมเป็นข้อจำกัดที่สำคัญ และเป็นตัวเร่งที่ทำให้มีการเปลี่ยนแปลงภาวะการณ์แข่งขันของอุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันในภูมิภาคเอเชีย

การมีผลบังคับใช้ของกฎเกณฑ์ในเรื่องสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้นและการลดมาตรการกีดกันทางการค้าเมื่อเร็ว ๆ นี้มีผลทำให้มีการปิดโรงกลั่นน้ำมันที่ไม่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ จะส่งผลให้มีต้นทุนสูงขึ้นในการปฏิบัติตามกฎเกณฑ์ที่เข้มงวดมากขึ้น ดังนั้น เงินทุนที่จะนำไปใช้ในการขยายกำลังการกลั่นจึงลดลง

ผลกำไรของโรงกลั่นน้ำมัน

ผลประกอบการทางการเงินของบริษัทผู้ประกอบการกลั่นน้ำมันส่วนใหญ่จะพิจารณาจากกำไรจากการกลั่นน้ำมันที่ได้รับ กำไรดังกล่าวจะได้รับผลกระทบอย่างมากจากอุปสงค์และอุปทานในภูมิภาคและทั่วโลก การคำนวณกำไรจากการกลั่นน้ำมันอาจแตกต่างกันไปได้ตามประเภทของน้ำมันดิบที่ใช้ สัดส่วนการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิด (product slate) และต้นทุนคงที่และผันแปร (fixed and variable costs) ของโรงกลั่น โดยทั่วไปแล้วโรงกลั่นจะกลั่นน้ำมันดิบหลาย ๆ ประเภทซึ่งมีราคา อัตราผลตอบแทนและส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกัน ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิคจะอ้างอิงกำไรจากการกลั่นในประเทศสิงคโปร์เป็นหลัก เพราะสิงคโปร์เป็นศูนย์กลางตลาดการค้าน้ำมันและก๊าซที่เป็นที่ยอมรับในภูมิภาคนี้ กำไรจากการกลั่นน้ำมันของสิงคโปร์มิได้ระบุกำไรของโรงกลั่นน้ำมันที่ใดที่หนึ่งโดยเฉพาะ แต่โดยปกติแล้วจะแสดงถึงแนวโน้มที่โรงกลั่นน้ำมันในเอเชียใช้ในการประเมินกำไรในการกลั่นน้ำมันของตน

อัตราการใช้กำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น การขยายตัวของอุปสงค์อย่างต่อเนื่อง และความเปลี่ยนแปลงในการขยายกำลังการกลั่น ทำให้กำไรจากการกลั่นน้ำมันในปี 2547 เพิ่มสูงขึ้น ดังที่ระบุในตารางข้างล่าง

หน่วย : ดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล

	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548
กำไรจากการกลั่นของโรงกลั่นแบบ Complex - สิงคโปร์ (1) (3)	2.87	3.65	4.01	2.39	1.15	3.21	1.37	0.75	3.10	7.43	6.74
กำไรจากการกลั่น-ของโรงกลั่นแบบ Hydro-Skimming (Simple Refinery)-สิงคโปร์ (2) (3)	0.34	0.78	0.15	0.00	(0.79)	0.22	(0.40)	(0.25)	1.01	1.55	0.03

ที่มา : FATCS Inc., 2549

หมายเหตุ

(1) กำไรจากการกลั่น คำนวณจากกำไรขั้นต้น (Gross Basis) บนสมมติฐานว่าใช้น้ำมันดิบดูไบซึ่งรวมค่าขนถ่ายจำนวน 0.65 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล และผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติชนิดเหลว (ร้อยละ 12 น้ำมันเบนซิน (ร้อยละ 38) น้ำมันอากาศยาน/น้ำมันก๊าด (ร้อยละ16) ดีเซล (ร้อยละ 27) และน้ำมันเตา (ร้อยละ 4)

(2) กำไรจากการกลั่น คำนวณจากกำไรขั้นต้น (Gross Profit) บนสมมติฐานว่าใช้น้ำมันดิบดูไบซึ่งรวมค่าขนถ่ายจำนวน 0.65 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรล และผลิตภัณฑ์ที่ผลิตได้ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติชนิดเหลว (ร้อยละ 5) แนฟทา (ร้อยละ 7) น้ำมันเบนซิน (ร้อยละ 6) น้ำมัน/อากาศยาน/น้ำมันก๊าด (ร้อยละ 16) น้ำมันดีเซล (ร้อยละ 20) และน้ำมันเตา (ร้อยละ 43)

(3) การคำนวณกำไรจากการกลั่นน้ำมันอาจแตกต่างกันไปได้ตามประเภทของน้ำมันดิบที่ใช้ สัดส่วนการผลิตผลิตภัณฑ์แต่ละชนิด (Product Slate) และต้นทุนคงที่และผันแปร (Fixed and Variable Costs) ของโรงกลั่น โดยทั่วไปแล้วโรงกลั่นจะกลั่นน้ำมันดิบหลาย ๆ ประเภทซึ่งมีราคา อัตราผลตอบแทนและส่วนผสมของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกัน ในภูมิภาคเอเชียแปซิฟิคจะอ้างอิงกำไรจากการกลั่นในประเทศสิงคโปร์เป็นตัวหลัก เพราะสิงคโปร์เป็นตลาดการค้าน้ำมันที่เป็นที่ยอมรับทั่วไป กำไรจากการกลั่นน้ำมันของสิงคโปร์มิได้ระบุกำไรของโรงกลั่นน้ำมันที่ใดที่หนึ่งโดยเฉพาะ

ความเคลื่อนไหวของโรงกลั่นน้ำมันในประเทศ

สมดุลระหว่างอุปสงค์และอุปทาน

ในปี 2547 ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน การผลิตผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศไทย มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 49,274 ล้านลิตร

ตารางข้างล่างนี้แสดงจำนวนการผลิต นำเข้า ส่งออก และการบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ สำหรับแต่ละปีตลอดเวลาสามปีล่าสุดและงวดสามเดือนสิ้นสุดวันที่ 31 มีนาคม 2548 และ 2549

	รอบปีสิ้นสุด ณ วันที่ 31 ธันวาคม			งวดสามเดือนสิ้นสุด ณ วันที่ 31 มีนาคม	
	2546	**2547**	**2548**	**2548**	**2549**
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว					
ผลิต	6,180	6,601	7,193	1,747	1,786
นำเข้า	0	6	0	0	0
ส่งออก	1,426	1,649	1,755	420	386
บริโภค	3,975	4,035	4,364	1,297	1,394
น้ำมันเบนซิน					
ผลิต	8,640	8,957	9,232	2,215	2,242
นำเข้า	139	193	0	0	0
ส่งออก	1,108	1,360	2,022	377	458
บริโภค	7,635	7,661	7,248	1,825	1,773
น้ำมันอากาศยาน					
ผลิต	4,257	4,631	4,837	1,106	1,444
นำเข้า	43	50	3	1	15
ส่งออก	558	367	599	37	210
บริโภค	3,761	4,242	4,293	1,075	1,176
น้ำมันก๊าด					
ผลิต	697	1120	1,017	249	273
นำเข้า	0	0	0	0	0
ส่งออก	109	59	4	0	15
บริโภค	36	23	21	6	5
น้ำมันดีเซล					
ผลิต	19,177	21,243	20,797	4,873	4,756
นำเข้า	605	714	719	292	64
ส่งออก	2,148	2,382	1,809	247	522
บริโภค	17,495	19,603	19,645	5,278	4,880
น้ำมันเตา					
ผลิต	6,081	6,722	6,159	1,585	1,647
นำเข้า	211	753	1,443	192	324
ส่งออก	780	1078	903	350	263
บริโภค	4,991	6,064	6,205	1,470	1,726
รวมผลิตภัณฑ์	45,032	49,274	49,235	11,775	12,148
รวมการบริโภค	**37,948**	**41,624**	**41,776**	**10,951**	**10,954**

ที่มา : กระทรวงพลังงาน

อุปสงค์

ในปี 2548 ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน อุปสงค์ภายในประเทศมีจำนวน 41,776 ล้านลิตร การเพิ่มขึ้นของอุปสงค์เป็นผลมาจากการฟื้นตัวของเศรษฐกิจภายในประเทศเนื่องจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคเอเชียในช่วงปี 2540 ระหว่างปี 2541 ถึง 2542 อุปสงค์ในผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปลดลงต่อเนื่องมาจากวิกฤตการณ์ทางเศรษฐกิจ และระหว่างปี 2546 ถึง 2549 ปริมาณอุปสงค์ในประเทศเพิ่มขึ้นในอัตราสะสมร้อยละ 4.9 จาก 37,948 ล้านลิตร ในปี 2546 เป็น 41,776 ล้านลิตร ในปี 2548 การเพิ่มขึ้นของอุปสงค์อย่างมีนัยสำคัญในช่วงปี 2546 ถึง 2547 สอดคล้องกับการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศในช่วงเวลาดังกล่าว โดยระหว่างปี 2545 ถึง 2547 ผลิตภัณฑ์มวลรวมที่แท้จริงในประเทศขยายตัวในอัตราสะสมร้อยละ 5.9 ต่อปี จาก 3,238 พันล้านบาทในปี 2545 เป็น 3,843 พันล้านบาทในปี 2548

ตารางข้างล่างนี้แสดงให้เห็นถึงปริมาณอุปสงค์ทั้งหมดของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศตามเวลาที่มีการระบุไว้

ปี	2537	2538	2539	2540	2541	2542	2543	2544	2545	2546	2547	2548
ผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง (พันล้านบาท)	2,693	2,942	3,115	3,073	2,750	2,872	3,008	3,074	3,237	3,465	3,679	3,843
อัตราการเติบโต (ร้อยละ)	9.0	9.2	5.9	(1.4)	(10.5)	4.4	4.8	2.2	5.3	7.0	6.2	4.5
ปริมาณบริโภครวม (ล้านลิตร)	33,522	37,675	41,030	40,863	36,975	36,909	35,553	34,819	35,907	37,948	41,624	41,776
อัตราการเติบโต (ร้อยละ)	11.00	12.4	8.9	(0.4)	(9.5)	(0.2)	(3.7)	(2.1)	3.1	5.7	9.7	0.4

ที่มา: ตัวเลขผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศที่แท้จริง ใช้ราคาในปี 2531 เป็นฐาน โดยมาจากสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ และปริมาณการบริโภคมาจากกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

อุปทาน

ในปัจจุบัน มีผู้ประกอบธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันขนาดใหญ่ในประเทศ 7 ราย ซึ่งมีกำลังการผลิตโดยรวมประมาณ 1,012,000 บาร์เรลต่อวัน ผู้ประกอบธุรกิจเหล่านี้รวมถึงบริษัทฯ บมจ. ไทยออยล์ บมจ. บางจาก บมจ. เอสโซ่ SPRC บมจ. ทีพีไอ และ บมจ. ระยองเพียวริฟายเออร์ โดย บมจ. บางจาก บมจ. เอสโซ่ และ บมจ. ทีพีไอ เป็นผู้ประกอบการแบบครบวงจร ในขณะที่ผู้ประกอบการรายอื่นดำเนินธุรกิจโรงกลั่นน้ำมันอย่างเดียวที่ต้องพึ่งพาสัญญารับซื้อผลิตภัณฑ์ (Offtake Agreement) และ/หรือการส่งมอบในตลาดเสรี เพื่อการจัดจำหน่ายผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปของตน

ตารางข้างล่างแสดงถึงกำลังการกลั่นและข้อมูลผลิตภัณฑ์ของผู้ประกอบธุรกิจโรงกลั่นทั้ง 7 แห่งในประเทศไทย

โรงกลั่น	กำลังการกลั่น (พันบาร์เรลต่อวัน)	ผลิตภัณฑ์น้ำมันชนิดเบา[1] (ร้อยละ)	Middle Distillate[2] (ร้อยละ)	ผลิตภัณฑ์น้ำมันชนิดหนัก[3] (ร้อยละ)	ลักษณะของโรงกลั่นน้ำมัน
บมจ. บางจาก	120	19	48	33	Hydro-Skimming
บมจ. เอสโซ่	145	45	41	14	Complex
บริษัทฯ	145	34	47	19	Complex
SPRC	150	34	47	19	Complex
บมจ.ไทยออยล์	220	33	57	11	Complex
บมจ. ทีพีไอ[4]	215	25	65	10	Complex
บมจ. ระยอง เพียวริฟายเออร์[5]	17	N/A	N/A	N/A	Condensate Residue Splitter
รวม	1,012				

ที่มา : PTIT Focus Special Annual Report 2547 ยกเว้นข้อมูลเกี่ยวกับกำลังการกลั่นของ บมจ. เอสโซ่ ซึ่งได้มาจากกระทรวงพลังงาน และของบริษัทฯ ซึ่งอ้างอิงจากกำลังการผลิตติดตั้งของบริษัทฯ

หมายเหตุ

(1) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดเบา รวมถึง แนฟทา สารทำละลาย โพรไพลีน ก๊าซปิโตรเลียมเหลว เบนซิน ไอโซเมอเรต และรีฟอร์เมต

(2) น้ำมันสำเร็จรูปกึ่งหนักกึ่งเบา รวมถึง น้ำมันก๊าด น้ำมันอากาศยาน และน้ำมันดีเซล

(3) น้ำมันสำเร็จรูปชนิดหนัก รวมถึง น้ำมันเตา และยางมะตอย

(4) ไม่รวมผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมี ยกเว้นสารทำละลาย

(5) สำหรับข้อมูลของ บมจ. ระยองเพียวริฟายเออร์ โปรดดูข้อมูลในแบบแสดงรายการข้อมูลประจำปีของบริษัทที่ออกหลักทรัพย์ (แบบ 56-1)

กำลังการผลิตน้ำมันในประเทศเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงปี 2537 ถึงปี 2543 โดยกำลังการผลิตน้ำมันได้เพิ่มขึ้นอย่างมากในปี 2538 เมื่อ บมจ. เอสโซ่ ขยายกำลังการผลิต และ บมจ. ทีพีไอ ได้สร้างโรงกลั่นแล้วเสร็จและในเดือนตุลาคม 2539 เมื่อ บริษัทฯ และ SPRC ได้สร้างโรงกลั่นแล้วเสร็จ และในปี 2543 เมื่อ บมจ. ทีพีไอ ได้เริ่มเดินหน่วยกลั่นน้ำมันดิบหน่วยใหม่

อุตสาหกรรมการกลั่นน้ำมันได้เผชิญกับภาวะกำลังการกลั่นน้ำมันล้นตลาดระหว่างปี 2541 ถึง 2543 เนื่องมาจากอุปสงค์ที่ลดลงเนื่องจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคเอเชีย

ในช่วงปี 2545 ถึง 2548 ปริมาณน้ำมันดิบและวัตถุดิบที่ป้อนเข้าสู่กระบวนการผลิตสำหรับทุกโรงกลั่นเพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีร้อยละ 9.1 จากจำนวนประมาณ 819,000 บาร์เรลต่อวันเป็นประมาณ 974,000 บาร์เรลต่อวัน

ผลต่างระหว่างอุปสงค์และอุปทาน (Net Position)

ในอดีต ประเทศไทยเคยเป็นประเทศที่อยู่ในสถานะที่มีการบริโภคของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปมากกว่าการผลิต การบริโภคส่วนเกินได้ลดลงตั้งแต่ปี 2539 ภายหลังจากที่มีการเริ่มดำเนินการโรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ และ SPRC และการขยายกำลังการกลั่นน้ำมันของโรงกลั่นน้ำมันรายอื่น ทั้งนี้ประเทศไทยกลายเป็นประเทศที่มีการผลิตส่วนเกินตั้งแต่ปี 2540 เป็นต้นมา เนื่องด้วยปริมาณความต้องการของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่ลดลง โดยมีสาเหตุมาจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในภูมิภาคเอเชีย ตามตารางที่ระบุข้างล่างนี้

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี											
	2537	**2538**	**2539**	**2540**	**2541**	**2542**	**2543**	**2544**	**2545**	**2546**	**2547**	**2548**
การบริโภคภายในประเทศ (ล้านลิตร)	33,522	37,675	41,030	40,863	36,975	36,909	35,553	34,819	35,907	37,948	41,624	41,776
อัตราเติบโตต่อปี (ร้อยละ)	11.0	12.4	8.9	(0.4)	(9.5)	(0.2)	(3.7)	(2.1)	3.1	5.7	9.7	0.4
การผลิต	24,307	28,360	37,508	43,559	40,830	41,462	41,191	42,178	42,893	45,032	49,274	49,235
อัตราเติบโตต่อปี (ร้อยละ)	13.8	16.7	32.3	16.1	(6.3)	1.5	(0.7)	2.4	1.7	5.0	9.4	(0.1)
ผลต่างระหว่างอุปสงค์และอุปทาน (ล้านลิตร)	(9,215)	(9,315)	(3,522)	2,696	3,855	4,553	5,637	7,359	6,986	7,084	7,650	7,459

ที่มา : กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน

ปัจจุบัน ประเทศไทยมีการผลิตน้ำมันส่วนเกินอยู่ภายในประเทศ (Domestic Surplus Position) โดยในปี 2548 มีการผลิตน้ำมันสูงกว่าความต้องการน้ำมันสำเร็จรูปภายในประเทศอยู่ประมาณ 7,459 ล้านลิตร คาดว่าสภาวะส่วนเกินที่มีอยู่จะลดลง ตามเศรษฐกิจภายในประเทศที่มีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง ตามข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน ผลต่างระหว่างการบริโภครวมและการผลิตรวม (Net Position) ของน้ำมันดีเซลได้ลดลงจาก 1,640 ล้านลิตรในปี 2547 เป็น 1,152 ล้านลิตรในปี 2548 เนื่องจากความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตในอัตราร้อยละ 0.4 ซึ่งสูงกว่าจำนวนผลิตภัณฑ์ที่ลดลงในอัตราร้อยละ 0.1 ดังที่ปรากฏในตารางข้างต้นนี้ นอกจากนี้ โรงกลั่นน้ำมันบางรายอาจไม่สามารถกลั่นได้ตามกำลังการกลั่นของโรงกลั่นนั้น ๆ อันเนื่องมาจากสาเหตุต่าง ๆ ซึ่งรวมถึงลักษณะของหน่วยกลั่นต่าง ๆ กระแสเงินสดและความเหมาะสมทางเศรษฐกิจ เป็นต้น

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ

โดยทั่วไปการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายในประเทศจะเท่ากับราคาเทียบเท่ากับราคานำเข้า (Import Parity Price) ซึ่งหมายความว่าราคาหน้าโรงกลั่นของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่มีจำหน่ายในประเทศไทยจะกำหนดโดยอ้างอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในตลาดจรสิงคโปร์ ซึ่งเป็นราคาจาก MOPS บวกกับค่าใช้จ่ายในการขนส่งผลิตภัณฑ์นั้นๆ จากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทย เช่นค่าประกันภัย ค่าขนส่งสินค้า อากรขาเข้า ความสูญเสียของมวลน้ำมันที่เกิดจากการขนส่งสินค้าทางทะเล ค่าใช้จ่ายในการจัดการ และต้นทุนทางการเงินในการสำรอง (Deemed Strategic Reserve Cost) นอกจากนี้ ราคาของผลิตภัณฑ์อาจมีความแตกต่างกันโดยขึ้นอยู่กับคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่อาจกำหนดแตกต่างกัน ระหว่างประเทศไทย และสิงคโปร์ โดยทั่วไป การกำหนดคุณภาพผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปของไทยจะเข้มงวดกว่าของประเทศสิงคโปร์ เช่น ปริมาณของสาร MTBE (Methyl Tertiary Butyl Ether) กำมะถัน อะโรเมติกส์ และเบนซินที่ดีกว่า ดังนั้น การขายผลิตภัณฑ์ในตลาดในประเทศจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าสำหรับโรงกลั่นน้ำมันในประเทศมากกว่าการส่งออก โดยค่าเฉลี่ยส่วนต่างระหว่างราคา MOPS และราคาหน้าโรงกลั่นที่ประกาศโดยกระทรวงพลังงานในช่วงเดือนมกราคมถึงเดือนพฤษภาคม 2547 สำหรับเบนซินออกเทน 95 และน้ำมันดีเซลเท่ากับ 2.24 และ 2.98 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อบาร์เรลตามลำดับ

ภาคการคมนาคมและการขนส่ง

ผลิตภัณฑ์หลักสำหรับการบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศ คือ น้ำมันดีเซล ในปี 2547 การบริโภคน้ำมันดีเซลคิดเป็นร้อยละ 47.1 ของปริมาณการบริโภคโดยรวมของทั้งประเทศ ความต้องการของน้ำมันดีเซลจึงสูงกว่าความต้องการของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมอื่นๆ มากเมื่อเศรษฐกิจเริ่มมีการฟื้นตัวหลังจากวิกฤตการณ์ทางการเงินในปี 2540 และกำลังซื้อรถยนต์ได้เพิ่มขึ้น ในช่วงปี 2545 ถึง 2548 ยอดขายของรถบรรทุกและรถยนต์เพื่อการพาณิชย์ซึ่งใช้น้ำมันดีเซลเป็นหลักได้เพิ่มขึ้นในอัตราการเติบโตเฉลี่ยต่อปีในอัตราร้อยละ 20.6 ยอดขายรถใหม่และความตื่นตัวในอุตสาหกรรมขนส่งเป็นตัวหลักในการผลักดันยอดขายของน้ำมันดีเซล นอกจากนี้ น้ำมันดีเซลยังเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับรถยนต์เพื่อการพาณิชย์ เนื่องจากได้รับสิทธิทางภาษีดีกว่าน้ำมันเบนซิน ภาษีสรรพสามิตและภาษีเทศบาลของน้ำมันดีเซลเท่ากับ 1.9855 บาท ต่อลิตร เมื่อเทียบกับของน้ำมันเบนซิน ซึ่งอยู่ที่ 4.0535 บาทต่อลิตร

ในปี 2547 การบริโภคผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในภาคขนส่งคิดเป็นจำนวนประมาณร้อยละ 67 ของปริมาณการบริโภคทั้งหมดภายในประเทศ ตารางข้างล่างแสดงให้เห็นถึงการบริโภคของแต่ละภาคอุตสาหกรรม โดยแสดงเป็นร้อยละของปริมาณการบริโภคทั้งหมดภายในประเทศ

หน่วย : ร้อยละ

	รอบปีสิ้นสุดวันที่ 31 ธันวาคม ปี					
	2542	**2543**	**2544**	**2545**	**2546**	**2547**
เกษตรกรรม	9	9	10	10	10	10
เหมืองแร่	0	0	0	0	0	0
อุตสาหกรรมการผลิต	12	13	13	13	13	12
ไฟฟ้า	11	7	2	2	2	4
ก่อสร้าง	1	1	0	0	1	0
ที่อยู่อาศัยและธุรกิจการค้า	6	7	8	8	7	7
ขนส่ง	61	63	67	67	67	67
รวม	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

ที่มา : กระทรวงพลังงาน

การจัดหาน้ำมันดิบ การขนส่ง และการจัดจำหน่าย

ตามข้อมูลของกระทรวงพลังงาน ในปี 2547 มีการนำเข้าน้ำมันดิบเกือบร้อยละ 94 ของความต้องการน้ำมันดิบในประเทศ การผลิตน้ำมันดิบในประเทศเพิ่มขึ้นร้อยละ 38.1 จาก 61,913 บาร์เรลต่อวันในปี 2544 เป็น 85,515 บาร์เรลต่อวันในปี 2547 ปริมาณน้ำมันดิบนำเข้าสูงถึง 869,924 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 22.1 จาก 712,400 บาร์เรลต่อวันในปี 2544 การขนส่งน้ำมันดิบในประเทศใช้วิธีการขนส่งโดยเรือบรรทุกน้ำมัน รถบรรทุก หรือรถไฟ โดยขึ้นอยู่กับที่ตั้งของลานขุดเจาะน้ำมัน และโรงกลั่นน้ำมัน

บรรดาน้ำมันดิบที่นำเข้าจะขนส่งโดยเรือบรรทุกน้ำมันมายังทุ่นผูกเรือน้ำลึกตามบริเวณชายฝั่งทะเลของประเทศ ขณะที่น้ำมันดิบในประเทศส่วนใหญ่จะขนส่งโดยทางรถไฟหรือทางเรือ ในปัจจุบัน โรงกลั่นน้ำมันขนาดใหญ่ทั้งเจ็ดแห่งเป็นผู้กลั่นน้ำมันดิบทั้งที่นำเข้าและที่ผลิตได้ในประเทศ โรงกลั่นส่วนใหญ่จะตั้งอยู่ในบริเวณริมชายฝั่งทะเลในประเทศไทย

สาธารณูปโภคสำหรับการขนส่ง

การขนส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปเกือบทั้งหมดจะกระทำโดยเรือบรรทุกน้ำมัน ท่อส่งน้ำมัน รถบรรทุก และรถไฟ เครือข่ายของท่อขนส่งน้ำมันในประเทศของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปยังไม่ครอบคลุมโดยทั่วถึง ดังนั้น การขนส่งโดยรถไฟและการขนส่งทางน้ำจึงยังมีความจำเป็น ในปัจจุบันนี้ มีลูกค้าบางรายเท่านั้นที่มีระบบเชื่อมต่อท่อส่งน้ำมันโดยตรงกับโรงกลั่น ด้วยเหตุดังกล่าว ต้นทุนการจัดจำหน่ายส่วนใหญ่จึงกำหนดด้วยระยะทางระหว่างโรงกลั่นน้ำมัน และตลาดผู้บริโภคเป็นหลัก โรงกลั่นน้ำมันของบริษัทฯ ตั้งอยู่ใกล้กับภาคกลางของประเทศ ซึ่งเป็นภูมิภาคที่มีความต้องการผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปสูงกว่าภูมิภาคอื่น เมื่อเร็วๆ นี้ รัฐบาลได้ส่งเสริมให้มีการใช้ระบบท่อขนส่งน้ำมันเพิ่มขึ้น เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพในการขนส่ง เพื่อลดมลภาวะจากการขนส่ง เพื่อความปลอดภัย และลดปัญหาการจราจรติดขัด

3.3 กฎเกณฑ์ในการกำกับดูแลที่ใช้ในปัจจุบัน

อุตสาหกรรมน้ำมันปิโตรเลียมและไฟฟ้าอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงานโดยมีคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (“**กพช.**”) และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (“**สนพ.**”) ซึ่งเป็นหน่วยงานของกระทรวงพลังงานมีอำนาจหน้าที่ในการกำหนดหลักเกณฑ์ต่าง ๆ ในอุตสาหกรรมดังกล่าว

กระทรวงพลังงาน

กระทรวงพลังงานได้จัดตั้งขึ้นในปี 2545 โดยพ.ร.บ. ปรับปรุงกระทรวง ทบวง กรม พ.ศ. 2545 ประกอบด้วยสองสำนักงาน คือ สำนักงานรัฐมนตรี และสำนักงานปลัดกระทรวง และ สี่กรม คือ สนพ. กรมเชื้อเพลิงพลังงาน กรมธุรกิจพลังงาน และกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์ กระทรวงพลังงาน มีหน้าที่ในการกำหนด ให้คำแนะนำและกำกับดูแลการดำเนินการตามแนวนโยบายเกี่ยวกับอุตสาหกรรมและความต้องการพลังงานของประเทศ โดยนโยบายด้านพลังงานดังกล่าวรวมถึง การบริหารจัดการทรัพยากรธรรมชาติโดยการอนุญาตให้สำรวจและผลิตก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย นอกจากนี้ กระทรวงพลังงานเป็นผู้มีอำนาจกำกับดูแล กฟผ. บมจ. ปตท. และ บมจ. บางจาก ทั้งนี้ การกำกับดูแลของกระทรวงพลังงาน ในส่วนของการกำกับดูแลโรงกลั่นน้ำมันให้มีความปลอดภัยในการประกอบธุรกิจน้ำมันเชื้อเพลิงและก๊าซ การกำหนดคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิง การค้าและการสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมายเป็นอำนาจหน้าที่ของกรมธุรกิจพลังงาน ซึ่งเป็นกรมในสังกัดกระทรวงพลังงาน

กพช.

กพช. เป็นหน่วยงานของรัฐบาลซึ่งจัดตั้งขึ้นตาม พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. 2535 (“**พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ**”) กพช. ปฏิบัติงานในหน้าที่โดยให้คำแนะนำเกี่ยวกับนโยบายพลังงานของชาติ และแผนพัฒนาและจัดการพลังงานต่อคณะรัฐมนตรี รวมทั้งจัดโครงสร้างเกี่ยวกับภาษีศุลกากรของประเทศ อำนาจและหน้าที่ของ กพช. ตามที่บัญญัติไว้ใน พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ รวมถึง การเสนอนโยบายพลังงาน และแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศต่อคณะรัฐมนตรี กำหนดหลักเกณฑ์และเงื่อนไขในการกำหนดราคาพลังงานให้สอดคล้องกับนโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ ติดตามและดูแลการดำเนินการของคณะกรรมการชุดต่าง ๆ หน่วยงานของรัฐ รัฐวิสาหกิจ และภาคเอกชนที่มีอำนาจและหน้าที่เกี่ยวข้องกับกิจการพลังงาน ทั้งนี้ มติของ กพช. ถือเป็นนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลและจะมีผลใช้บังคับเมื่อคณะรัฐมนตรีเห็นชอบ

สนพ.

โดยผลของพ.ร.บ. ปรับปรุงกระทรวง ทบวง กรม พ.ศ. 2545 สนพ. ได้รับโอนหน้าที่ของ กพช. ในปี 2545 ซึ่งเป็นเวลาเดียวกับที่ กพช. ได้เข้ามาอยู่ในสังกัดของกระทรวงพลังงาน อำนาจและหน้าที่หลักอย่างหนึ่งของ สนพ. ตามที่กำหนดใน พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ คือ การศึกษา และวิเคราะห์นโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศเพื่อนำเสนอต่อ กพช. ดังนั้น สนพ. จึงมีหน้าที่ในการให้คำแนะนำเกี่ยวกับนโยบาย และแผนดังกล่าวเพื่อให้สอดคล้องกับหน้าที่ในการตรวจสอบ ประเมินผล เป็นผู้ประสานงาน และสนับสนุนการปฏิบัติการตามนโยบายพลังงานและแผนการบริหารและพัฒนาพลังงานของประเทศ รวบรวมข้อมูลด้านพลังงาน ตรวจสอบสถานการณ์ทางด้านพลังงาน วิเคราะห์และพยากรณ์แนวโน้มความต้องการพลังงาน รวมถึงเผยแพร่ข้อมูลสถิติทางด้านพลังงาน

นอกจากอำนาจหน้าที่ตาม พ.ร.บ. คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติแล้ว สนพ. ยังมีอำนาจหน้าที่ตามที่กำหนดไว้ในพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 และ พ.ร.บ. การส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 อีกด้วย

สนพ. มีหน้าที่บังคับใช้นโยบายของ กพช. และกระทรวงพลังงาน วิเคราะห์แนวโน้มในภาคธุรกิจพลังงาน จัดเก็บและจัดพิมพ์ข้อมูลภาคธุรกิจพลังงาน ตัวอย่างเช่น ราคาในปัจจุบันของก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน และมีหน้าที่จัดเตรียมและจัดพิมพ์การคาดการณ์การใช้พลังงาน ปัจจัยที่เกี่ยวข้อง และข้อมูลภาคพลังงานที่เกี่ยวข้อง การนำเสนอนโยบายพลังงานของ กพช. และกระทรวงพลังงานให้สาธารณชนได้รับรู้ รวมตลอดถึง มีหน้าที่จัดพิมพ์เอกสารทางนโยบายและบทวิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ในการเปลี่ยนแปลงและการพัฒนาในภาคอุตสาหกรรมพลังงานของประเทศ และให้ความรู้แก่ประชาชนในประเทศถึงความสำคัญในการอนุรักษ์พลังงานและใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน

3.3.1 กฎเกณฑ์ในการกำกับดูแลธุรกิจกลั่นน้ำมัน

ราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปและการรักษาระดับราคา

ในประเทศไทยการกำหนดราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะอ้างอิงกับราคาผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมประเภทนั้น ๆ ในตลาดจรสิงคโปร์ (Singapore Spot Market) ซึ่งถือเป็นเกณฑ์มาตรฐานในการคำนวณราคาหน้าโรงกลั่น (Thai Ex-Refinery Price) โดยทั่วไปการจำหน่ายผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมภายในประเทศจะอ้างอิงตามราคาเทียบเท่ากับราคานำเข้า (Import Parity Price) ซึ่งหมายความว่าราคาหน้าโรงกลั่นของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่มีจำหน่ายในประเทศไทยจะถูกกำหนดโดยอ้างอิงกับราคาของผลิตภัณฑ์ดังกล่าวในตลาดจรสิงคโปร์บวกด้วยค่าใช้จ่ายในการขนส่งผลิตภัณฑ์นั้น ๆ จากประเทศสิงคโปร์มายังประเทศไทย เช่น ค่าประกันภัย ค่าขนส่งสินค้า อากรขาเข้า ความสูญเสียของมวลน้ำมันที่เกิดจากการขนส่งสินค้าทางทะเล และค่าใช้จ่ายในการจัดการ ราคาของผลิตภัณฑ์บางประเภทอาจเพิ่มขึ้นหรือลดลงอันเนื่องมาจากการกำหนดคุณสมบัติของผลิตภัณฑ์ที่แตกต่างกันของตลาดของทั้งสองประเทศดังกล่าว

โรงกลั่นน้ำมันแต่ละแห่งจะเป็นผู้กำหนดราคาหน้าโรงกลั่น โดยราคาขายส่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะประกอบด้วยราคาหน้าโรงกลั่นที่อ้างอิงมาจากราคาโดยเฉลี่ยในเวลาสามวันของ MOPS บวกกับภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล เงินส่งเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานซึ่งกำหนดโดยรัฐบาล และภาษีมูลค่าเพิ่ม ภาษีและเงินส่งเข้ากองทุนจะถูกส่งต่อไปยังหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การส่งออกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปจะมีกำหนดราคาตามราคาเทียบเท่ากับราคาส่งออก (Export Parity Price) ซึ่งเป็นราคาจากตลาดจรสิงคโปร์สำหรับผลิตภัณฑ์นั้นๆ โดยอ้างอิงจาก MOPS บวกหรือลบราคาส่วนเพิ่มหรือส่วนลดที่ขึ้นอยู่กับสภาพตลาดในเวลานั้น

รัฐบาลได้ขอให้โรงกลั่นน้ำมันในประเทศช่วยรักษาระดับราคาผลิตภัณฑ์น้ำมันที่จำหน่ายให้แก่ผู้ค้าปลีกในประเทศเป็นครั้งคราว ซึ่งในกรณีดังกล่าว โรงกลั่นน้ำมันจะถูกขอให้จำหน่ายผลิตภัณฑ์น้ำมันให้แก่ผู้ซื้อในราคาที่ต่ำกว่าราคาหน้าโรงกลั่นซึ่งประกาศโดยรัฐบาล และจะมีการจ่ายเงินชดเชยโดยกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงบนส่วนต่างระหว่างราคาหน้าโรงกลั่นและราคาที่ควบคุมดังกล่าว โดยกลไกที่เหมาะสมในการรักษาระดับราคาขายปลีกผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในเวลาที่ราคาสูงขึ้นมาก ขึ้นอยู่กับสภาวะตลาดในขณะนั้น

รัฐบาลได้ควบคุมราคาขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวภายในประเทศ ซึ่งส่วนใหญ่แล้วใช้เป็นก๊าซหุงต้มในครัวเรือน โดยรัฐบาลกำหนดให้ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวทุกราย รวมถึงบริษัทฯ ขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวในราคาที่รัฐบาลควบคุม (“**ราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุม**”) (รวมภาษีสรรพสามิต ภาษีเทศบาล และภาษีมูลค่าเพิ่ม) โดย สนพ. เป็นผู้ประกาศราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมเป็นครั้งคราว นอกจากนี้ รัฐบาลยังได้กำหนดราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นโดยควบคุมไว้ให้ต่ำกว่าราคาของ Saudi Aramco Contract Price หรือ CP จำนวน 16 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน (“**CP ลบ 16 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน**”) รวมถึงประกันราคาต่ำสุดไม่น้อยกว่า 185 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน และกำหนดราคาสูงสุดไม่เกิน 315 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน (“**ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุม**”)

โดยทุกสัปดาห์ สนพ. ยังได้คำนวณและประกาศอัตราเงินชดเชยเงินส่วนต่างระหว่างราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุม และราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุม (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) ซึ่งจะกำหนดเป็นสกุลดอลลาร์สหรัฐฯ และแปลงเป็นเงินสกุลบาทโดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนระหว่างเงินดอลลาร์สหรัฐฯ และเงินบาทเฉลี่ยในรอบสัปดาห์ก่อนหน้าที่จะมีการประกาศ ถ้าราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมนั้นสูงกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุม (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจะต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเท่ากับส่วนต่างระหว่างราคาขายส่งก๊าซปิโตรเหลียวเหลวที่รัฐบาลควบคุมและราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลประกาศควบคุม (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) หากราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมนั้นต่ำกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุม รัฐบาลจะชดเชยเงินส่วนต่างให้แก่ผู้ผลิตก๊าซปิโตรเลียมเหลวจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง ต่อตัน เท่ากับเงินส่วนต่างระหว่างราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุม (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) และราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุม

ดังนั้น หากราคา CP ลบ 16 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตันต่ำกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุมขั้นต่ำ (185 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน) บริษัทฯ สามารถขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวในราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมได้ และหากราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมสูงกว่าราคา 185 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) บริษัทฯ จะต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงเท่ากับส่วนต่างระหว่างราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมและราคา 185 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) ในทางตรงกันข้าม หากราคา CP ลบ 16 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตันสูงกว่าราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลวหน้าโรงกลั่นที่รัฐบาลควบคุมขั้นสูง (315 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน) บริษัทฯ จะสามารถขายก๊าซปิโตรเลียมเหลวในราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมได้และมีสิทธิได้รับการชดเชยจากรัฐบาลโดยผ่านกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงในจำนวนเท่ากับส่วนต่างระหว่างราคาขายส่งก๊าซปิโตรเลียมเหลวที่รัฐบาลควบคุมและราคา 315 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน (รวมภาษีที่เกี่ยวข้อง) บริษัทฯ จะไม่ได้รับการชดเชยและคาดว่าจะไม่ได้รับการชดเชยจากรัฐบาล สำหรับราคา CP ลบ 16 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตันในส่วนที่เกินกว่า 315 ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อตัน ซึ่งการไม่ได้การชดเชยดังกล่าวทำให้บริษัทฯ ได้รับผลกระทบในทางลบและจะยังคงได้รับผลกระทบต่อไปสำหรับรายได้จากการขายและบริการและต่อธุรกิจ ฐานะทางการเงิน ผลการดำเนินงาน และโอกาสทางธุรกิจของบริษัทฯ อย่างไรก็ดี ในส่วนของเงินชดเชยที่กองทุนค้างชำระบริษัทฯ กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงไม่มีกำหนดเวลาที่ชัดเจนในการจ่ายเงินชดเชยและไม่มีการจ่ายดอกเบี้ยสำหรับเงินชดเชยที่ค้างชำระดังกล่าว ซึ่ง ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 ยอดลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างชำระในส่วนของก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีจำนวน 946 ล้านบาท โดยเป็นส่วนที่ค้างชำระนานที่สุดตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2547 จำนวน 57 ล้านบาท และ ณ วันที่ 31 มีนาคม 2549 ยอดลูกหนี้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงค้างชำระในส่วนของก๊าซปิโตรเลียมเหลวมีจำนวน 872 ล้านบาท โดยส่วนที่ค้างชำระนานที่สุดตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2547 มีจำนวน 6 ล้านบาท

รัฐบาลมีการควบคุมราคาขายปลีกและขายส่งของน้ำมันเบนซินในระหว่างเดือนมกราคม 2547 จนถึงเดือนตุลาคม 2547 และน้ำมันดีเซล ในระหว่างเดือนมกราคม 2547 ถึงมิถุนายน 2548 (แม้ว่ารัฐบาลจะยังคงอุดหนุนราคาของน้ำมันดีเซลจนถึงเดือนกรกฎาคม 2548 ก็ตาม) โดยราคาขายปลีกและขายส่งน้ำมันดังกล่าวได้มีการประกาศเป็นคราว ๆ ทั้งนี้ เพื่อให้ราคาขายปลีกและขาย

ส่งน้ำมันดังกล่าวเป็นไปตามที่รัฐบาลต้องการ รัฐบาลจึงได้ปรับราคาหน้าโรงกลั่นโดยให้กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงชดเชยส่วนต่างดังกล่าว การควบคุมนี้มีลักษณะคล้ายกับการรักษาระดับราคาขายก๊าซปิโตรเลียมเหลว รัฐบาลมีกำหนดเวลาที่จะจ่ายเงินชดเชยให้แก่ผู้ผลิตภายในวันที่ 7 ของเดือนที่สองนับจากวันสุดท้ายของเดือนที่มีการขาย โดยไม่มีดอกเบี้ย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2548 บริษัทฯ มียอดลูกหนี้ค้างชำระภายใต้โครงการควบคุมราคาน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่ว และน้ำมันดีเซลจากกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง จำนวน 33 ล้านบาท และบริษัทฯ ได้รับชำระครบถ้วนในเดือนมกราคม 2549

มาตรการควบคุมการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลว

รัฐบาลมีนโยบายที่จะกำกับดูแลให้มีการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวโดยผู้ผลิตในประเทศให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม เพื่อไม่ให้เกิดภาวะขาดแคลนก๊าซปิโตรเลียมเหลวภายในประเทศ โดยในส่วนของผู้ผลิตที่เป็นโรงกลั่นน้ำมัน รัฐบาลได้กำหนดให้มีการส่งออกได้ในจำนวนที่ไม่เกินจำนวนที่รัฐบาลจะได้ประกาศเป็นคราว ๆ เนื่องจากราคาขายในประเทศเป็นราคาที่ถูกควบคุม ซึ่งหากบริษัทฯ สามารถส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลว บริษัทฯ จะสามารถขายได้ในราคาสูงกว่า ดังนั้น การควบคุมการส่งออกก๊าซปิโตรเลียมเหลวดังกล่าวจึงส่งผลกระทบต่อรายได้ของบริษัทฯ

การสำรองน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมาย

ตามประกาศของกระทรวงพาณิชย์ (ปัจจุบัน อำนาจหน้าที่ในการออกประกาศดังกล่าวเป็นของกรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน) ซึ่งประกาศใช้เมื่อปี 2544 โดยอาศัยอำนาจของพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 กำหนดให้ผู้ประกอบกิจการโรงกลั่นน้ำมันต้องสำรองน้ำมันดิบที่นำเข้ากลั่นเพื่อผลิตสำหรับจำหน่ายในประเทศในปริมาณเท่ากับร้อยละ 5 โดยคำนวณจากปริมาณการค้าน้ำมันเชื้อเพลิงประจำปีที่ได้แจ้งไว้กับกรมธุรกิจพลังงาน

กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงและกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน

กองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงได้จัดตั้งขึ้นตามคำสั่งของนายกรัฐมนตรี ที่ 4/2547โดยอาศัยอำนาจตามพระราชกำหนดแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2516 โดยกองทุนนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแก้ไขและป้องกันภาวะการขาดแคลนน้ำมันเชื้อเพลิงและเพื่อรักษาระดับราคาขายปลีกน้ำมันอันเนื่องมาจากราคาน้ำมันในตลาดโลกได้ปรับตัวสูงขึ้น เพื่อให้เกิดผลกระทบที่จะมีผลต่อเศรษฐกิจให้น้อยที่สุด ในการนี้ ผู้ประกอบการผลิตและจำหน่ายน้ำมัน มีหน้าที่ต้องส่งเงินเข้ากองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงตามปริมาณน้ำมันที่ผลิตหรือจำหน่ายให้ตามอัตราที่กำหนดโดย กพช. การส่งเงินเข้ากองทุนอยู่ภายใต้การกำกับดูแลของกรมสรรพสามิต กรมศุลกากร และสถาบันบริหารกองทุนพลังงาน (องค์การมหาชน)

กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานจัดตั้งขึ้นโดยอาศัยพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อเป็นแหล่งเงินทุนในการดำเนินงานและใช้จ่ายช่วยเหลือหรืออุดหนุนการค้า เกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน ป้องกัน บรรเทา และแก้ไขปัญหาสิ่งแวดล้อมที่เกิดจากการพัฒนาและใช้พลังงาน โดยผู้ผลิตและจำหน่ายน้ำมันมีหน้าที่นำส่งเงินเข้ากองทุนในอัตราตามที่ กพช. กำหนด โดยกรมสรรพสามิต กรมศุลกากร และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติเป็นผู้รับผิดชอบในการเรียกเก็บเงินเข้ากองทุน

คุณภาพของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูป

รัฐบาลโดยกรมธุรกิจพลังงานกระทรวงพลังงานได้กำหนดคุณภาพผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปในประเทศเพื่อให้ผู้บริโภคได้ใช้น้ำมันที่มีคุณภาพดีและไม่มีผลกระทบกับเครื่องยนต์ โดยข้อกำหนดต่าง ๆ ดังกล่าวออกตามพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 (ซึ่งเป็นหน่วยงานที่โอนอำนาจมาจากกรมทะเบียนการค้า กระทรวงพาณิชย์) ในช่วงที่ผ่านมาได้มีการเปลี่ยนแปลงคุณภาพน้ำมัน เช่น การลดปริมาณสารตะกั่วในน้ำมันเบนซินและดีเซล

คณะรัฐมนตรีได้มีมติเมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2548 อนุมัติยุทธศาสตร์ใหม่ในการแก้ปัญหาภาวะการขาดแคลนพลังงานของประเทศ โดยส่งเสริมการใช้พลังงานจากแหล่งทดแทนแทนการใช้น้ำมัน ซึ่งรวมถึงก๊าซธรรมชาติสำหรับใช้กับยานพาหนะ ก๊าซโซฮอลล์ และไบโอดีเซล ตามมติดังกล่าว คณะรัฐมนตรียังได้มีมติให้ยกเลิกการใช้น้ำมันเบนซิน 95 และให้ใช้ก๊าซโซฮอลล์แทนภายในวันที่ 1 มกราคม 2550

ลักษณะของผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปขึ้นอยู่กับชนิดและวัตถุประสงค์ที่ใช้ ตัวอย่างเช่น หากเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมสำเร็จรูปที่ผลิตเพื่อการส่งออกอาจจะได้รับการยกเว้นไม่ต้องเป็นไปตามข้อกำหนดลักษณะ และคุณภาพน้ำมันเชื้อเพลิงที่รัฐบาลกำหนดซึ่งมีความเข้มงวดมากกว่า

บริษัทฯ เข้าใจว่า รัฐบาลอยู่ในระหว่างพิจารณากำหนดนโยบายเกี่ยวกับมาตรฐานของคุณภาพของผลิตภัณฑ์น้ำมันสำเร็จรูปที่จะจำหน่ายในประเทศ ซึ่งอาจกำหนดให้น้ำมันเบนซินและน้ำมันดีเซลที่ขายในประเทศต้องลดปริมาณกำมะถัน หรือสารประกอบอื่น ๆ ในน้ำมันเบนซินไร้สารตะกั่วและน้ำมันดีเซล บริษัทฯ เข้าใจว่าข้อกำหนดใหม่ดังกล่าวจะเป็นไปตามมาตรฐานการปล่อยมลพิษยูโร 4 (Euro IV Emission Standard) ซึ่งใช้บังคับในประเทศกลุ่มสหภาพยุโรปตั้งแต่ปี 2548 เป็นต้นไป บริษัทฯ เข้าใจว่า รัฐบาลมีความตั้งใจที่จะบังคับใช้กฎเกณฑ์ดังกล่าวในปี 2553 อย่างไรก็ตาม รัฐบาลจะจัดให้มีการประชุมปรึกษาเรื่องดังกล่าวกับบริษัทโรงกลั่นน้ำมันทุกแห่งก่อนที่จะประกาศใช้กฎเกณฑ์ดังกล่าว ดังนั้น บริษัทฯ อาจต้องมีรายจ่ายส่วนทุนที่เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเพื่อปรับเปลี่ยนโรงกลั่นของบริษัทฯ เพื่อให้เป็นไปตามมาตรฐานดังกล่าว