การสร้างความมั่นคงด้านพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียม ในประเทศไทย

โดย

นายพงศธร ทวีสิน
รองกรรมการผู้จัดการใหญ่
กลุ่มงานวิศวกรรมศาสตร์ และโครงการพัฒนา
บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)

นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตร การป้องกันราชอาณาจักรภาครัฐ เอกชน และการเมือง รุ่นที่ ๗
ประจำปีการศึกษา พุทธศักราช ๒๕๕๖ – ๒๕๕๗

บทคัดย่อ

เรื่อง การสร้างความมั่นคงด้านพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์ และเทคโนโลยี

ผู้วิจัย นายพงศธร ทวีสิน **หลักสูตร** วปม. **รุ่นที่** 7

ในช่วงเวลาหลายปีที่ผ่านมา เศรษฐกิจของประเทศไทยได้เติบโตขึ้นอย่างต่อเนื่อง และนำมาซึ่ง ความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเช่นกัน เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการเสริมสร้างเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงาน ซึ่งหมายถึงการจัดหาพลังงานให้มีพร้อมใช้อย่างเพียงพอทั่วถึงในราคาที่เหมาะสม อย่างคุ้มค่า ต่อเนื่องและยั่งยืนทั้งในปัจจุบันและอนาคต รายงานการศึกษาฉบับนี้ได้นำเสนอแนวทางการดำเนินงานของพลังงานไทยเพื่อสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานจากการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ โดยมุ่งเน้นไปในสองประเด็นหลัก คือ 1) แนวทางการเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมใหม่ (รอบที่ 21) และ 2) แนวทางการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่จะครบกำหนดในปี 2565 เพื่อส่งเสริมการลงทุนในการสำรวจและพัฒนาทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศให้สามารถนำทรัพยากรน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลวมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อทุกภาคส่วนของประเทศ การดำเนินการดังกล่าวโดยภาครัฐตามลำพังมิอาจดำเนินการให้สำเร็จลุล่วงไปได้หากปราศจากการสนับสนุนจากภาคเอกชนและภาคประชาสังคม ซึ่งในปัจจุบันมีความเข้าใจที่คลาดเคลื่อนหลายประการนำมาซึ่งการต่อต้านหลายรูปแบบ ดังนั้น ความมุ่งหมายหนึ่งของการจัดทำรายงานฉบับนี้คือการสร้างความรู้ สร้างความเชื่อมั่น ความเข้าใจที่ถูกต้อง กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในทุก ๆ ภาคส่วน ซึ่งจะมีส่วนช่วยให้กิจกรรมการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศดำเนินไปได้ด้วยความราบรื่น มีประสิทธิภาพและประสิทธิผล

ผลการศึกษาในประเด็นทางการเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียม รอบที่ 21 สามารถสรุปได้ว่าแนวทางที่เหมาะสมที่สุดน่าจะเป็นการรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับกฎเกณฑ์การคำนวณผลประโยชน์ให้มีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมของไทยมากยิ่งขึ้น เพื่อให้ Thailand III สามารถสร้างความสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐ และผลตอบแทนของผู้ประกอบการอย่างแท้จริง ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วควรดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน ระยะเวลา 6-10 เดือน

สำหรับข้อเสนอแนะในประเด็นทางการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่จะครบกำหนดในปี 2565 นั้นเห็นควรให้เร่งพิจารณาแนวทางในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำหรับ

สัมปทานในพื้นที่ผลิตที่ไม่สามารถต่อระยะเวลาได้อีกตามกฎหมาย เพื่อให้ได้ข้อยุติอย่างน้อย 5 ปี ก่อนการสิ้นสัมปทาน เพื่อลดผลกระทบเชิงลบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อต้นทุนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้า และอุตสาหกรรมปลายน้ำที่เกี่ยวข้อง โดยแนวทางที่เหมาะสมที่สุดคือ การดำเนินการตามกฎหมาย พ.ร.บ. ปิโตรเลียม โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติควรที่จะได้ทำการการศึกษา และคำนวณมูลค่าที่แท้จริงของสัมปทานที่หมดอายุอย่างละเอียดถี่ถ้วนเพื่อที่จะได้กำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำที่ว่าด้วยสัดส่วนในการร่วมลงทุนของภาครัฐให้ชัดเจน และกำหนดกลไกในการเปิดประมูลแบบพิเศษ เพื่อให้แน่ใจได้ว่ากฎเกณฑ์ต่างๆมีความโปร่งใสและเป็นธรรมกับทุกภาคส่วนที่มีส่วนได้ส่วนเสีย ในเรื่องของระบบการแบ่งปันผลประโยชน์นั้นก็น่าที่จะรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับสูตรการคำนวณผลประโยชน์เพื่อให้มีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วน่าที่จะอยู่ในวิสัยที่จะดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 12-18 เดือน ซึ่งก็จะอยู่ในกรอบเวลาเดียวกับที่เสนอไปในข้างต้นแล้วว่าควรให้ได้ข้อยุติในเรื่องของแนวทางการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่จะหมดอายุอย่างน้อย 5 ปีก่อนที่สัมปทานจะหมดอายุลง

คำนำ

ปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่มีความสำคัญ และจำเป็นต่อการเจริญเติบโต และการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ทำให้ปริมาณการใช้ปิโตรเลียมของประเทศไทยในปัจจุบันเพิ่มสูงขึ้นเรื่อย ๆ บทบาทของปิโตรเลียมมิได้จำกัด อยู่แต่เพียงการใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคการคมนาคม ขนส่ง และผลิตกระแสไฟฟ้าเท่านั้น แต่ยังครอบคลุมไปถึงการใช้เป็นวัตถุดิบ ในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ อาทิเช่น โรงกลั่นน้ำมัน และ อุตสาหกรรมปิโตรเคมีเป็นต้น

ปัจจุบัน ประเทศไทยพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศที่สูงมาก รัฐบาลทุกๆ รัฐบาลที่ผ่านมาได้เล็งเห็นว่า หากประเทศไทยยังต้องพึ่งพาพลังงานด้านปิโตรเลียมจากต่างประเทศในสัดส่วนที่สูงก็ย่อมจะส่งผลกระทบต่อเสถียรภาพทางเศรษฐกิจและการเงินของประเทศมากขึ้นเป็นลำดับ ดังนั้น จึงได้กำหนดนโยบายด้านพลังงานอย่างชัดเจนในการลดสัดส่วนการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ และเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ โดยส่งเสริมชักจูงให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการลงทุนมากขึ้น ซึ่งในช่วง 40 ปีที่ผ่านมาประเทศไทยประสบผลสำเร็จในการพัฒนากิจการปิโตรเลียม ซึ่งเห็นได้จากการนำก๊าซธรรมชาติเข้าสู่กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าถึงร้อยละ 70 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด และก่อให้เกิดการสร้างงาน การถ่ายทอดเทคโนโลยี การสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกในท้องถิ่นต่าง ๆ เพื่อเอื้ออำนวยต่อการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมและก่อให้เกิดผลดีต่อสังคมด้วย ในปี 2556 ประเทศไทยสามารถจัดหาปิโตรเลียมจากแหล่งผลิตในประเทศทั้งหมดคิดเป็นปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบประมาณวันละ 870,000 บาร์เรล หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 44 ของปริมาณความต้องการใช้ปิโตรเลียมทั้งหมด (ทั้งในรูปเชื้อเพลิงและไม่ใช่เชื้อเพลิง) ของประเทศ โดยปิโตรเลียมส่วนใหญ่ผลิตจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญในอ่าวไทย

เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานในรูปปิโตรเลียมของประเทศที่มีแนวโน้มสูงขึ้นตามการขยายตัวของเศรษฐกิจ อย่างมั่นคงและยั่งยืน การสำรวจ และพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพในประเทศไทย อย่างต่อเนื่องเป็นสิ่งที่จำเป็นที่จะต้องได้รับการดูแลและดำเนินการให้สำเร็จยิ่งยวด ซึ่งสาระสำคัญของโครงการวิจัยนี้จะมุ่งเน้นประเด็นการสร้างความเข้าใจด้วยข้อมูลที่ถูกต้อง เพื่อกำหนดกลยุทธ์และแนวทางที่เหมาะสม ในสองประเด็นหลักของการสร้างความมั่นคงด้านพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ คือ 1) แนวทางการเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมใหม่ (รอบที่ 21) ด้วยเงื่อนไขและข้อบังคับที่เหมาะสมเพื่อที่จะกระตุ้นและจูงใจให้เกิดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ศักยภาพใหม่ๆทั้งพื้นที่บนบก พื้นที่ในทะเล และ 2) แนวทางการ

บริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่จะครบกำหนดในปี 2565 เพื่อส่งเสริมการลงทุนในการสำรวจและพัฒนาทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศให้สามารถนำทรัพยากรน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลวมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อทุกภาคส่วนของประเทศ

(นายพงศธร ทวีสิน)
นักศึกษาวิทยาลัยป้องกันราชอาณาจักร
หลักสูตร วปม. รุ่นที่ 7
ผู้วิจัย

สารบัญ

		หน้า
บทคัดย่อ		**ก**
คำนำ		**ค**
กิตติกรรมประกาศ		**จ**
สารบัญ		**ฉ**
สารบัญตาราง		**ซ**
สารบัญแผนภาพ		**ญ**
คำอธิบายคำย่อ		**ฑ**
บทที่ 1	**บทนำ**	
	ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา	1
	วัตถุประสงค์ของการวิจัย	3
	ขอบเขตของการวิจัย	3
	วิธีดำเนินการวิจัย	4
	ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย	5
บทที่ 2	**นโยบายและสถานการณ์พลังงานของประเทศไทย**	
	ยุทธศาสตร์และนโยบายชาติ	6
	กฎหมายปิโตรเลียมและระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมไทย	9
	หน่วยวัดมาตรฐานปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม	16
	ภาพรวมสถานการณ์พลังงาน	22
	ปัญหา ความท้าทาย และปัจจัยเสี่ยงความมั่นคงทางพลังงานไทย	30
	บทบาทและหน้าที่หน่วยงานภาครัฐและผู้ดำเนินการรับสัมปทาน	54
	ประโยชน์ทางตรงและทางอ้อมจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในประเทศไทย	55
	สรุป – ความจำเป็นในการนำปิโตรเลียมภายในประเทศขึ้นมาใช้	65
	กรอบความคิดของการวิจัย	69

หน้า

บทที่ 3 การสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ระบบ และ การกำเนิดปิโตรเลียม 70

กระบวนการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม 79

ระบบสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย 100

สรุป 121

บทที่ 4 การเปิดสัมปทานรอบใหม่

ข้อมูลพื้นฐาน และความเป็นมา 123

สัดส่วนรายได้ของรัฐ 125

กลไกการควบคุมการสำรวจ และผลิตของรัฐ และความเป็นเจ้าของอุปกรณ์ในการผลิตปิโตรเลียม 141

การขัดกันของผลประโยชน์ (Conflict of Interest) 144

บทที่ 5 การหมดอายุของสัมปทาน

ความเป็นมาและประเด็นปัญหา 148

การแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม 152

ผู้ดำเนินการที่เหมาะสมที่สุดสำหรับสัมปทานที่หมดอายุ 155

กลไกการควบคุมจากภาครัฐ 156

กลไกที่ดีที่สุดในการให้สัมปทาน 158

ระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียม 159

บทที่ 6 สรุปและข้อเสนอแนะ

การเปิดสัมปทานรอบใหม่ 163

สัมปทานที่จะครบ / หมดอายุ 170

บรรณานุกรม **171**

ภาคผนวก

ผนวก ก ประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง ยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน (พ.ศ. ๒๕๕๗ – ๒๕๖๑) 174

ผนวก ข พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. ๒๕๑๔ 180

ผนวก ค พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. ๒๕๓๒ 228

ผนวก ง วิวัฒนาการกฎหมายปิโตรเลียมของไทย 251

ประวัติย่อผู้วิจัย **254**

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2-1	ลักษณะและอัตราการจัดเก็บผลประโยชน์ตอบแทนให้แก่รัฐภายใต้ระบบ Thailand I	11
2-2	ลักษณะและอัตราการจัดเก็บผลประโยชน์พิเศษตอบแทนให้รัฐภายใต้ ระบบ Thailand	12
2-3	อัตราการจัดเก็บค่าภาคหลวงภายใต้ ระบบ Thailand III	14
2-4	ประเภทของปริมาณสำรองและลักษณะจำเพาะ	17
2-5	ประเภทของก๊าซเรือนกระจก	37
2-6	สถานภาพกำลังผลิตของพลังงานทดแทนของไทยในปัจจุบันและเป้าหมายในปี 2564	44
2-7	ผลที่คาดว่าจะได้รับจากแผนการส่งเสริมและปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	47
2-8	สัดส่วนผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับบริษัทเอกชนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม	60
2-9	สรุปการจัดเก็บรายได้ของรัฐ จากการประกอบ กิจการปิโตรเลียม	60
2-10	โครงการจัดสร้างโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงานที่สำคัญของประเทศไทย	62
2-11	กลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียประโยชน์ด้านสังคม	63
2-12	กิจกรรมทางสังคม ของ ปตท.สผ. (ปี 2555)	64
4-1	ผลประกอบการของสัมปทานรอบ 18, 19 และ 20	128
4-2	ผลการดำเนินงานภายใต้ระบบ Thailand I	128
4-3	ผลการดำเนินงานภายใต้ระบบ Thailand III	129
4-4	เปรียบเทียบกลไกการจัดเก็บรายได้ของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน	130
4-5	เปรียบเทียบรายได้รัฐแปรผันตามราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มสูงขึ้น	133
4-6	เปรียบเทียบจำนวนหลุมของแหล่งปิโตรเลียมในไทยและพม่า	134
4-7	เปรียบเทียบเงื่อนไขในหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่ใช้ในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน	139

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
5-1	ส่วนแบ่งและอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งต่างๆ	148
5-2	ข้อดีข้อเสียสำหรับประเด็นเรื่องการแก้ไขพระราชบัญญัติ	153
5-3	เปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของผู้รับสัมปทานรายเดิมและรายใหม่	156
5-4	วิธีการต่างๆในการกำหนดตัวแทนของรัฐ	156
5-5	เปรียบเทียบระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียมแบบต่างๆ	160

สารบัญแผนภาพ

แผนภาพที่ **หน้า**

2-1 ประเภทและการจำแนกของปริมาณสำรอง 18

2-2 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย 20

2-3 การใช้และการจัดหาพลังงานในอนาคตของประเทศไทย 21

2-4 สัดส่วนปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว ของแต่ละภูมิภาคในปี พ.ศ. 2534 23

2-5 พยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานของโลก จำแนกตามภูมิภาค 23

2-6 ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว จำแนกตามประเทศ จากมากไปหาน้อย 24

2-7 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว จำแนกตามประเทศ จากมากไปหาน้อย 24

2-8 สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน 25

2-9 สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทย จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ 26

2-10 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน 26

2-11 การจัดหาและการใช้ปิโตรเลียมของไทย 27

2-12 มูลค่าการนำเข้าพลังงานของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน 28

2-13 ปริมาณสำรองน้ำมัน และคอนเดนเสท ปริมาณการผลิตและการใช้ 28

2-14 ปริมาณการสำรองก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิต และการใช้ 29

2-15 แนวโน้มความต้องการพลังงานไทย 32

2-16 ดุลยภาพก๊าซธรรมชาติ 33

2-17 ความผันผวนของราคาน้ำมัน 35

2-18 แนวทางและเป้าการปรับลด CO_2 (ของ โลกและกลุ่มประเทศอาเซียน) 38

2-19 แนวทางและเป้าการปรับลดก๊าซเรือนกระจกของไทย 40

2-20 สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของไทย 41

2-21 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทย 42

2-22 ศักยภาพพลังงานทดแทนในประเทศไทย 43

สารบัญแผนภาพ (ต่อ)

แผนภาพที่ **หน้า**

2-23 ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของไทย 45

2-24 สัดส่วนการลงทุนของบริษัทน้ำมันชั้นนำ จำแนกตามประเภทแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 49

2-25 แผนที่แสดงแหล่ง Unconventional ในภูมิภาคต่างๆของโลก 50

2-26 เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตปิโตรเลียม จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประเภทต่างๆ 51

2-27 รายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 59

2-28 เม็ดเงินลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 62

2-29 ผลกระทบจากสัมปทานแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะหมดอายุตาม พ.ร.บ. ปิโตรเลียม 66

2-30 ประมาณการการนำเข้าพลังงานในอนาคต 67

2-31 ความร่วมมือระหว่างภาครัฐและเอกชนเป็นหนึ่งในฟันเฟืองที่สำคัญ 68

3-1 การกำเนิดปิโตรเลียม 71

3-2 ระบบปิโตรเลียม 73

3-3 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมแบ่งตามชนิดของอินทรีย์สารและประเภทของหิน 73

3-4 ตัวอย่างของหินกักเก็บปิโตรเลียม หินปูน หินโดโลไมต์ และหินทราย (จากซ้ายไปขวา) 74

3-5 หินปิดกั้นที่สำคัญที่พบมากในโลก คือหินดินดาน หินเกลือ และหินปูน จากมากไปน้อย 75

3-6 ภาพวาดแสดงการเคลื่อนไหล และการสะสมตัวของปิโตรเลียม 75

3-7 การกักเก็บชนิดโครงสร้าง (Structural Trap) 76

3-8 การกักเก็บชนิดเนื้อหินแปรเปลี่ยน (Stratigraphic Trap) 76

3-9 การกำเนิดของปิโตรเลียม 77

3-10 วงจรชีวิตของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 79

3-11 ระยะเวลาในการสำรวจ พัฒนา แหล่งปิโตรเลียม 79

3-12 กระบวนการสำรวจ พัฒนา แหล่งปิโตรเลียม 80

3-13 การสำรวจทางธรณีวิทยาเพื่อตรวจสอบชนิดและการลำดับชั้นหินและโครงสร้างธรณีวิทยาปิโตรเลียม 81

สารบัญแผนภาพ (ต่อ)

แผนภาพที่ **หน้า**

3-14 การบินสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดแรงโน้มถ่วงโลกและความเข้มสนามแม่เหล็กโลก 82
3-15 การสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนบนบก 83
3-16 การสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนในทะเล 83
3-17 แท่นเจาะพื้นที่บนบก 84
3-18 แท่นเจาะพื้นที่ในทะเล 85
3-19 หัวเจาะหลุมปิโตรเลียม 86
3-20 การปฏิบัติงานเจาะหลุมปิโตรเลียม 87
3-21 ฐานการผลิตในทะเล (Offshore Facilities) 88
3-22 ฐานการผลิตบนบก (Onshore Facilities) 89
3-23 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งก๊าซธรรมชาติ 91
3-24 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันดิบบนบก 94
3-25 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันดิบนอกชายฝั่ง 96
3-26 ขั้นตอนการปฏิบัติจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม 99
3-27 ระบบบริหารจัดการปิโตรเลียม 100
3-28 ขั้นตอนการพิจารณาให้สัมปทานปิโตรเลียม 104
3-29 สถิติการออกสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย 108
3-30 ภาพแผนที่แสดงแหล่งปิโตรเลียมบนบกและในทะเล 109
3-31 พื้นที่ปิโตรเลียมบนบก 110
3-32 พื้นที่ปิโตรเลียมในอ่าวไทย 112
3-33 พื้นที่ปิโตรเลียมฝั่งทะเลอันดามัน 114
3-34 การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย 115
3-35 โอกาสในการสำรวจพบปิโตรเลียมในประเทศไทย 116
3-36 กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามเงื่อนไข Thailand I 117
3-37 กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามเงื่อนไข Thailand III 118
3-38 เปรียบเทียบกฎหมายสัมปทาน Thailand I และ Thailand III 118
3-39 เปรียบเทียบการจัดเก็บรายได้ กฎหมายสัมปทาน Thailand I และ Thailand III 120

สารบัญแผนภาพ (ต่อ)

แผนภาพที่		หน้า
3-40	ปริมาณสำรองปิโตรเลียมตามรอบสัมปทาน	120
3-41	การแบ่งผลประโยชน์ตามรอบสัมปทาน	121
4-1	สัดส่วนรายได้รัฐและรายได้ผู้รับสัมปทาน	126
4-2	เปรียบเทียบ ผลการดำเนินงานในแต่ละรอบสัมปทาน	127
4-3	การศึกษาเปรียบเทียบรายได้รัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม ของ Daniel Johnston	131
4-4	ความแตกต่างทางธรณีวิทยาของแหล่งปิโตรเลียมในไทยและพม่า	134
4-5	การเจาะหลุมสำรวจตามรอบสัมปทาน	136
4-6	ปริมาณสำรองที่พบตามรอบสัมปทาน	137
4-7	การแบ่งรายได้ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทาน	137
4-8	การเปรียบเทียบประเภทของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ ที่รัฐจะได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	142
4-9	ประเภทของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับ จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ใช้ในประเทศต่างๆ	143
5-1	พื้นที่สัมปทานที่กำลังจะหมดอายุ	149
5-2	แสดงขั้นตอนการแก้ไขพระราชบัญญัติ	154

บทที่ 1
บทนำ

ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา

พลังงานเป็นปัจจัยสำคัญในการตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานของประชาชน รวมถึง การผลิตในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีพลังงานอย่างเพียงพอเพื่อสามารถตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานต่างๆได้ ซึ่งถือเป็นความท้าทายอย่างยิ่ง เนื่องจากความต้องการพื้นฐานต่างๆ มีมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง และรวดเร็ว เพื่อรองรับการพัฒนาประเทศ การขยายตัวทางเศรษฐกิจ และจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ทรัพยากรธรรมชาติด้านพลังงานมีอยู่อย่างจำกัด และไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้

ปัจจุบัน ประเทศไทยพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศในระดับที่สูงมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งน้ำมันดิบ ซึ่งสามารถผลิตในประเทศได้เพียงร้อยละ 16 ของความต้องการในประเทศ และมีการนำเข้าน้ำมันดิบจากต่างประเทศเป็นมูลค่าถึง กว่าหนึ่งล้านล้านบาทต่อปี[1] โดยมีอัตราความต้องการพลังงานเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 2.3 ต่อปี ในขณะที่ประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติในประเทศใช้ไปได้อีกไม่เกิน 7-8 ปีตามอัตราการใช้ในปัจจุบัน ดังนั้น การเสาะแสวงหาแหล่งพลังงาน และการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศจึงเป็นเรื่องที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ ซึ่งในปัจจุบันภารกิจเสาะแสวงหาพลังงานในต่างประเทศดังกล่าวอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือปตท. สผ. ในฐานะบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแห่งชาติ ภายใต้การกำกับการดูแลของกระทรวงพลังงาน จึงได้มีการกำหนดแผนกลยุทธ์และทิศทางการขยายธุรกิจในต่างประเทศอย่างเป็นระบบ ซึ่งจะเห็นได้จากการขยายการลงทุนในหลายประเทศในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ไม่ว่าจะเป็นการลงทุนในฐานะผู้ดำเนินการโครงการ ซอติก้า (M9) ในประเทศพม่า การร่วมลงทุนในแหล่งทรายน้ำมันในประเทศแคนาดากับบริษัท สแต็ทออยล์ (Statoil) และการเข้าซื้อกิจการของบริษัท โคฟ เอ็นเนอร์ยี่ (Cove Energy) เพื่อการเข้าถึงแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่มีศักยภาพในทวีปแอฟริกา เป็นต้น

นอกเหนือจากความจำเป็นในการเสาะแสวงหาพลังงานในต่างประเทศ เพื่อเข้าถึงแหล่งพลังงานใหม่ ๆ สิ่งที่มีความสำคัญไม่ยิ่งหย่อนไปกว่ากันคือ การสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานจากทรัพยากร และแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ เพื่อลดความเสี่ยงในเรื่องของความผันผวนของ

---

[1] “สถานการณ์พลังงานภายในประเทศ”, (ออนไลน์) เข้าถึงได้จาก : http://www.energy.go.th/MQ=th/Sitvation, 2557.

ราคาและปริมาณของพลังงานที่นำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งภารกิจดังกล่าวไม่ได้เป็นหน้าที่ของหน่วยงานใดหน่วยงานหนึ่ง หากแต่ต้องอาศัยความร่วมมือจากทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องภายในประเทศ ไม่ว่าจะเป็นกระทรวง ทบวง กรม รวมถึงภาคธุรกิจและประชาชน เพื่อวางแนวทางและแผนการขับเคลื่อนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมศักยภาพในประเทศให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

สาระสำคัญของโครงการวิจัยนี้จะมุ่งเน้นประเด็นของการสร้างความมั่นคงทางพลังงานจากทรัพยากรและแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งเป็นเรื่องที่ถึงแม้จะไม่อยู่ในความสนใจของสังคมมากนัก และประชาชนส่วนใหญ่ยังขาดความเข้าใจที่ถูกต้อง แต่คงปฏิเสธไม่ได้ว่าเป็นประเด็นที่มีนัยสำคัญที่จะลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และยังมีผลกระทบค่อนข้างสูงต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ ไม่ว่าจะเป็นในส่วนของผู้บริโภคที่อาจต้องแบกรับราคาพลังงานที่สูงขึ้นตามต้นทุนการนำเข้า และในส่วนของอุตสาหกรรมที่อาจต้องปิดกิจการลงเนื่องจากไม่สามารถแบกรับต้นทุนและขาดความสามารถในการแข่งขัน เพราะฉะนั้นการเตรียมความพร้อมและการกำหนดกลยุทธ์ที่ถูกต้องชัดเจนจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อให้ทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถบริหารจัดการกับประเด็นดังต่อไปนี้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ:

1. การเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมใหม่ด้วยเงื่อนไขและข้อบังคับที่เหมาะสม เพื่อที่จะกระตุ้นและจูงใจให้เกิดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ศักยภาพใหม่ๆ
2. การบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมในอ่าวไทยที่จะครบกำหนดในปี 2565 เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการผลิตก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าของประเทศ

ประเด็นการสร้างความมั่นคงทางพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศนั้น ถึงแม้จะเป็นประเด็นที่ยากและมีความท้าทายสูง แต่หากบุคลากรในหน่วยงานต่างๆที่มีส่วนรับผิดชอบมุ่งมั่นที่จะผนึกกำลังกัน ก็เป็นสิ่งที่เราในฐานะประชาชนคนไทยสามารถบริหารจัดการกันเองได้ภายในประเทศ การวิเคราะห์วิจัยประเด็นท้าทายต่างๆ ข้างต้นจะช่วยให้หน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเกิดความเข้าใจวิกฤติและปัญหาของกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ เพื่อวางแผนบริหารจัดการประเด็นต่างๆได้อย่างเป็นระบบ ในการที่จะสร้างความมั่นคงทางพลังงานโดยการพึ่งพาทรัพยากรในประเทศ ซึ่งจะส่งผลที่ดีต่อความมั่นคงทางเศรษฐกิจ และช่วยส่งเสริมความมั่นคงของประเทศชาติต่อไป

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาสถานการณ์ปัจจุบันและประเด็นความท้าทายต่างๆ ของพลังงานในประเทศไทย โดยมุ่งเน้นไปในเรื่องของการบริหารจัดการสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมที่มีผลต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ดังต่อไปนี้

1.1 การเปิดประมูลและการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมรอบใหม่ที่กำลังจะเกิดขึ้นในอนาคต

1.2 การบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่กำลังจะหมดอายุ

2. รวบรวมข้อมูลพื้นฐานในเรื่องของการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมอย่างครบถ้วนและเป็นระบบเพื่อช่วยให้เกิดความเข้าใจ การศึกษา การวิเคราะห์ และแนวทางที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้

3. วิเคราะห์ปัจจัย และข้อมูลแวดล้อมที่จะเป็นเงื่อนไข ข้อจำกัด หรือ ผลกระทบต่อการกำหนดแนวทางในการดำเนินการบริหารจัดการของทั้ง 2 ประเด็นข้างต้น

4. นำเสนอแนวทางให้แก่ประเทศไทยในการเตรียมพร้อมรับมือกับประเด็นศึกษาทั้ง 2 ประเด็นที่กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งจะนำไปสู่การเสริมสร้างความยั่งยืนและความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศในระยะยาว

ขอบเขตของการวิจัย

1. เน้นการรวบรวมข้อมูลพื้นฐานจากภาพใหญ่ (Global) ไปจนถึงภาพเล็ก (ประเทศไทย) อย่างเป็นระบบ เพื่อแสดงให้เห็นถึงความเชื่อมโยงของปัญหา และความท้าทายต่างๆที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย โดยขอบเขตเนื้อหาของข้อมูลพื้นฐานนั้นสามารถแบ่งออกได้เป็นส่วนหลัก ๆ ได้แก่

1.1 ยุทธศาสตร์และนโยบายด้านพลังงานของประเทศไทย

1.2 กฎหมายปิโตรเลียมและระบบบริหารจัดการปิโตรเลียม

1.3 สถานการณ์ภาพรวมพลังงานโลกและความเชื่อมต่อกับปัจจัยเสี่ยงความมั่นคงทางพลังงานไทย

1.4 ระบบปิโตรเลียม ในกระบวนการสำรวจและพัฒนา ตลอดจนการผลิตปิโตรเลียม

2. งานวิจัยและพัฒนาในเอกสารฉบับนี้จะมุ่งเน้นแนวทางการพึ่งพาตนเองภายในประเทศ ซึ่งจำกัดประเด็นการวิเคราะห์ และนำเสนอแนวทางว่าด้วยเรื่องการบริหารจัดการสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ ทั้งในส่วนของสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุลงในอีกไม่ช้า และสัมปทานใหม่ในอนาคต

3. เป็นการศึกษาในขณะที่มีภาวะปกติ คือก่อนการรัฐประหาร 22 พฤษาภาคม 2557 ซึ่งหลังการรัฐประหาร ได้มีความตื่นตัวในเรื่องของพลังงานมากขึ้นและมีนโยบายด้านพลังงานต่างๆถูกทยอยนำเสนอออกสู่ภาคสังคม

วิธีดำเนินการวิจัย

การศึกษาวิจัยครั้งนี้เป็นการศึกษาวิจัยเชิงคุณภาพ โดยเน้นการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพื้นฐานในประเด็นดังที่กล่าวไปในข้างต้น ซึ่งข้อมูลในประเด็นต่างๆจะได้ถูกรวบรวมอย่างเป็นระบบ ในหลากหลายวิธีดังต่อไปนี้

1. ข้อมูลจากเอกสาร หนังสือ สิ่งพิมพ์ และเว็บไซต์ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
2. ข้อมูลเฉพาะจากกระทรวงพลังงานและหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง โดยข้อมูลบางส่วนได้มีการมีการนำเสนอผลการศึกษาต่อกลุ่มเป้าหมาย (ผู้เชี่ยวชาญผู้ทรงคุณวุฒิ ในหลายภาคส่วน รวมถึง ภาคประชาชน และองค์กรอิสระ) บางส่วนไปแล้ว
3. ข้อมูลจากการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญและผู้ทรงคุณวุฒิซึ่งประกอบด้วย
   - 3.1 ดร. คุรุจิต นาครทรรพ รองปลัดกระทรวงพลังงาน
   - 3.2 คุณหญิงทองทิพ รัตนะรัต ที่ปรึกษาอิสระในธุรกิจน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และปิโตรเคมี
   - 3.3 คุณ เทวินทร์ วงศ์วานิช ประธานเจ้าหน้าที่บริหารและกรรมการผู้จัดการใหญ่ บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)
   - 3.4 คุณไพโรจน์ กวียานันท์ ประธานกรรมการบริหาร บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด
4. ข้อมูลจากการนำเสนอในเวทีเสวนาและสัมนาที่เกี่ยวข้องดังนี้
   - 4.1 งานเสวนา สัมปทานปิโตรเลียมของไทย รัฐได้หรือเสียประโยชน์กันแน่ จัดโดย คณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร วันที่ 6 กันยายน 2556
   - 4.2 งานเสวนา ประเด็นร้อนเรื่องพลังงาน หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงด้านวิทยาการพลังงาน รุ่นที่ 3 วันที่ 19 กันยายน 2556
5. ข้อมูลจากกรณีศึกษาที่เกี่ยวข้องเชื่อมโยง อาทิเช่น ข้อมูลเชิงเปรียบเทียบศักยภาพปิโตรเลียมของไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน ข้อมูลในเรื่องของแนวทางการบริหารจัดการสัมปทานในประเทศอื่นๆ เป็นต้น

โดยข้อมูลทั้งหมดจะถูกประมวลและวิเคราะห์อย่างถี่ถ้วนเพื่อคัดกรองและชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของปัญหา จุดอ่อนหรือประเด็นที่ควรได้รับการพัฒนาหรือแก้ไข และความจำเป็นใน

การวางกรอบการดำเนินการบริหารจัดการปัญหาอย่างบูรณาการ ซึ่งจะนำไปสู่การวางยุทธศาสตร์ที่มีประสิทธิภาพ โดยจะได้มีการนำเสนอแผนยุทธศาสตร์กับกลุ่มคนในหลากหลายสาขาวิชา ทั้งด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์ และด้านแผนงานกลยุทธ์ ที่มีหน้าที่ความรับผิดชอบเชื่อมโยงกับงานศึกษาวิจัยชิ้นนี้ ก่อนที่จะสรุปประเด็นสำคัญและชี้แจงข้อเสนอแนะในขั้นตอนสุดท้าย เพื่อให้มั่นใจได้ว่าแนวทางที่นำเสนอในงานวิจัยชิ้นนี้มีความถูกต้อง เที่ยงตรง และที่สำคัญสามารถนำไปพัฒนาต่อยอดและปฏิบัติได้จริง

ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิจัย

1. รับทราบข้อมูล สถานการณ์ และประเด็นความท้าทายต่างๆในเรื่องของความมั่นคงทางพลังงานไทยอย่างถูกต้องครบถ้วน
2. เข้าใจและตระหนักถึงความเชื่อมโยงของภูมิรัฐศาสตร์โลกกับประเด็นความมั่นคงทางพลังงานไทย
3. ตระหนักถึงความจำเป็นในการพึ่งพาตนเองจากปิโตรเลียมภายในประเทศ
4. กำหนดนโยบาย และกลยุทธ์ในการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมภายในประเทศ ทั้งในส่วนของสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุและสัมปทานใหม่ในอนาคต
5. สามารถนำผลงานวิจัยฉบับนี้ไปวิเคราะห์ต่อยอดในประเด็นแวดล้อมข้างเคียงที่ไม่ได้ครอบคลุมในผลงานวิจัยชิ้นนี้ เพื่อเป็นแนวทางในการพัฒนายุทธศาสตร์พลังงานไทยแบบบูรณาการ และให้มีความสอดคล้องกับการพัฒนาประเทศชาติในด้านอื่นที่มีความเกี่ยวข้องเชื่อมโยง

บทที่ 2
นโยบายและสถานการณ์พลังงานของประเทศไทย

ยุทธศาสตร์และนโยบายชาติ

1. ยุทธศาสตร์ชาติที่เกี่ยวกับภาคพลังงาน

พลังงานถือเป็นทรัพยากรที่สำคัญและมีนัยต่อความมั่นคงและความเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ รัฐบาลไทยมีนโยบายสร้างเสริมความมั่นคงทางพลังงานโดยเน้นการแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานและระบบไฟฟ้าจากทั้งในและต่างประเทศ รวมถึงให้มีการกระจายแหล่งและประเภทพลังงานให้มีความหลากหลาย และเน้นกำกับราคาพลังงานให้มีความเหมาะสม เป็นธรรม เพื่อให้การใช้พลังงานเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและเพื่อให้ประชาชนทั่วไปสามารถเข้าถึงและใช้พลังงานได้ในราคาที่เหมาะสมและเป็นธรรม

ปัจจุบันความต้องการพลังงานโดยเฉพาะน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และไฟฟ้าของไทย มีเพิ่มสูงมากขึ้นเรื่อย ๆ แต่สถานการณ์พลังงานและแนวโน้มพลังงานจากแหล่งพลังงานในต่างประเทศ ซึ่งมีผลต่อการรักษาสถานะความมั่นคงทางพลังงานของไทย กลับมีความไม่มั่นคงและมีการเปลี่ยนแปลงอยู่เสมอ

2. ยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน พ.ศ. 2557-2561[1]

ด้วยอำนาจหน้าที่ของกระทรวงพลังงานที่มีภารกิจรับผิดชอบในการจัดหา พัฒนาและบริหารจัดการพลังงานเพื่อสร้างเสถียรภาพด้านพลังงานให้พอเพียงต่อความต้องการพลังงานและ

---

[1] “ยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน”, (ออนไลน์) เข้าถึงได้จาก : http://www.energy.go.th/sites/all/files/strategic2557-2561.pdf., 2557.

เพิ่มศักยภาพในการแข่งขันของประเทศ จึงได้มีการประกาศแผนยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน (พ.ศ. 2557-2561) โดยมียุทธศาสตร์หลักที่เกี่ยวข้อง 4 ประการ ดังนี้

2.1 จัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อความต้องการ

มีจุดประสงค์หลักในการจัดหาพลังงานให้เพียงพอต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจและการส่งเสริมคุณภาพชีวิตที่ดีแก่ประชาชน โดยมีกลยุทธ์หลักคือการเร่งรัดการจัดหาปิโตรเลียม โดยเฉพาะการเปิดสัมปทานรอบที่ 21 และการรับมือกับสัมปทานที่จะหมดอายุในปี 2565 เป็นต้น รวมถึงการกระชับความร่วมมือกับต่างประเทศเพื่อรับซื้อ พัฒนา และร่วมทุนโครงการพลังงานต่างๆ อีกทั้งยังผลักดันโครงการทางด้านพลังงานต่างๆให้เป็นไปตามแผนการต่างๆที่ได้วางไว้ให้สำเร็จลุล่วง และมุ่งเน้นการเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับพลังงานแก่ภาคประชาชนอีกด้วย

2.2 การเสริมสร้างความมั่นคงและสร้างมูลค่าเพิ่มด้านพลังงานของประเทศ

มีจุดประสงค์หลักเพื่อริเริ่มโครงสร้างพื้นฐานและระบบการบริหารจัดการที่เสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงาน และเสริมสร้างอุตสาหกรรมใหม่ด้านพลังงาน (New Growth) ของประเทศเพื่อมุ่งสู่การเป็นศูนย์กลางการค้าด้านพลังงานในภูมิภาค โดยมีกลยุทธ์หลักคือการส่งเสริมการลงทุนและพัฒนาโครงการพื้นฐานด้านพลังงานต่างๆ สนับสนุนการกระจายแหล่งและชนิดเชื้อเพลิงที่หลากหลาย รวมถึงการพัฒนาระบบรองรับสภาวะฉุกเฉินป้องกันแก้ไขภาวะขาดแคลนพลังงาน และการปรับปรุงกฎระเบียบส่งเสริมการค้า เป็นต้น

2.3 การกำกับดูแลกิจการพลังงานและราคาพลังงาน

มีจุดประสงค์หลักเพื่อการผลิต การแปรรูปและการขนส่งที่ปลอดภัยและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม เพื่อให้ประชาชนได้ใช้พลังงานที่มีคุณภาพและปลอดภัย และเพื่อให้ประชาชนเข้าถึงพลังงานในราคาที่เหมาะสมและเป็นธรรมต่อทุกภาคส่วนโดยสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง มีกลยุทธ์หลักคือการวางมาตรการในการกำกับดูแลคุณภาพและความปลอดภัยของสถานประกอบการพลังงาน รวมทั้งวางมาตรการป้องกันการลักลอบและการใช้ผิดประเภท สนับสนุนให้ผู้ประกอบการดำเนินงานโดยคำนึงถึงอาชีวอนามัย ความปลอดภัย และสิ่งแวดล้อม และการปรับโครงสร้างราคาพลังงานและการบริหารจัดการกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิงให้เป็นกลไก เพื่อลดความผันผวนด้านราคา และเป็นกลไกสนับสนุนพลังงานทดแทนอย่างเป็นธรรมและเหมาะสม

2.4 การพัฒนาพลังงานที่ยั่งยืนและเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

มีจุดประสงค์หลักเพื่อผลักดันให้ประเทศใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เพิ่มสัดส่วนการผลิตและการใช้พลังงานทดแทนให้มากขึ้น และส่งเสริมให้ชุมชนมีการพึ่งพาตนเองในการพัฒนาพลังงานเพื่อสนองความต้องการตามศักยภาพของพื้นที่ โดยมีกลยุทธ์หลักในการพัฒนา

กลไก กฎระเบียบ มาตรฐานและมาตรการกฎหมายต่างๆ สร้างความตระหนักและเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการบริโภคพลังงานของประชาชนโดยการให้ความรู้เรื่องการประหยัดพลังงานผ่านทางโครงการต่างๆ สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมด้านพลังงาน ปรับปรุงประสิทธิภาพโรงไฟฟ้ารวมถึงจัดทำแผนพัฒนาการผลิตไฟฟ้าในอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพ และการผลักดันการแก้ข้อกฎหมาย กฎระเบียบเดิมที่เกี่ยวข้องที่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาพลังงานเป็นต้น

โดยรายงานการศึกษาฉบับนี้จะมุ่งเน้นถึงหลักคิดและแนวทางที่จะตอบโจทย์ของยุทธศาสตร์ข้อแรก (2.1) ในประเด็นการจัดหาพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ ซึ่งหากได้ลองย้อนทบทวนนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาลทุกๆรัฐบาลที่ผ่านมานั้น (ดังเห็นได้จากตัวอย่างของนโยบายพลังงานของไทย เมื่อปี 2554) ก็จะเห็นได้ว่าประเด็นนี้เป็นวาระสำคัญที่ทุกๆรัฐบาลได้ให้ความสำคัญและระบุเป็นนโยบายมาโดยตลอด

3. นโยบายด้านพลังงานไทย

สาระสำคัญในเรื่องของนโยบายพลังงานของไทย ที่รัฐบาลได้แถลงต่อรัฐสภาเมื่อวันที่ 23 สิงหาคม 2554 สามารถสรุปได้ดังนี้

3.1 ส่งเสริมและผลักดันให้อุตสาหกรรมพลังงานสามารถสร้างรายได้ให้ประเทศซึ่งถือเป็นอุตสาหกรรมเชิงยุทธศาสตร์ เพิ่มการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและพัฒนาให้เป็นศูนย์กลางธุรกิจพลังงานของภูมิภาคโดยใช้ความได้เปรียบเชิงภูมิยุทธศาสตร์

3.2 สร้างเสริมความมั่นคงทางพลังงาน โดยแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานและระบบไฟฟ้าจากในและต่างประเทศ รวมทั้งให้มีการกระจายแหล่งและประเภทพลังงานให้มีความหลากหลาย เหมาะสม และยั่งยืน

3.3 กำกับราคาพลังงานให้มีราคาเหมาะสม เป็นธรรม และมุ่งสู่การสะท้อนต้นทุนที่แท้จริง โดยปรับบทบาทกองทุนน้ำมันให้เป็นกองทุนสำหรับรักษาเสถียรภาพราคา ส่วนการชดเชยราคานั้นจะดำเนินการอุดหนุนเฉพาะกลุ่ม ส่งเสริมให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติมากขึ้นในภาคขนส่ง และส่งเสริมการใช้แก๊สโซฮอล์และไบโอดีเซลในภาคครัวเรือน

3.4 ส่งเสริมการผลิต การใช้ ตลอดจนการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก โดยตั้งเป้าหมายให้สามารถทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี ทั้งนี้ ให้มีการพัฒนาอุตสาหกรรมอย่างครบวงจร

3.5 ส่งเสริมและผลักดันการอนุรักษ์พลังงานอย่างเต็มรูปแบบ โดยลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี และมีการพัฒนาอย่างครบวงจร ส่งเสริมการใช้

อุปกรณ์และอาคารสถานที่ที่มีประสิทธิภาพสูง ส่งเสริมกลไกการพัฒนาพลังงานที่สะอาดเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกและแก้ปัญหาภาวะโลกร้อน สร้างจิตสำนึกของผู้บริโภคในการใช้พลังงานอย่างประหยัด และมีประสิทธิภาพ ให้เป็นระบบจริงจังและต่อเนื่องทั้งภาคการผลิต ภาคการขนส่ง และภาคครัวเรือน

กฎหมายปิโตรเลียมและระบบบริหารจัดการปิโตรเลียมไทย

1. ความเป็นมาของกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม

ความเป็นมาของกฎหมายปิโตรเลียมของไทย อาจแบ่งได้เป็น 2 ยุค ดังนี้

ยุคต้น

คือการดำเนินกิจการปิโตรเลียมของประเทศในช่วงก่อนมีพระราชบัญญัติปิโตรเลียม คือตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 - 2514 ซึ่งต้องการสำรวจหาน้ำมันเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถไฟ โดยการสำรวจในช่วงปี พ.ศ. 2464 - 2496 ดำเนินการโดยหน่วยงานของรัฐ ในช่วงปีพ.ศ. 2496 – 2503 ให้สิทธิแก่เอกชนหรือนิติบุคคลที่เป็นคนไทยดำเนินการภายใต้กฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่ และช่วงปี พ.ศ. 2504 - 2507 ซึ่งให้สิทธิแก่บริษัทต่างประเทศดำเนินการสำรวจปิโตรเลียมภายใต้กฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่และกฎหมายว่าด้วยการส่งเสริมการลงทุน โดยมีการสำรวจเฉพาะบนบก ต่อมาในปี พ.ศ. 2507 เมื่อมีผู้ขอสำรวจในทะเลอ่าวไทย ซึ่งกฎหมายว่าด้วยเหมืองแร่ครอบคลุมไม่ถึง จึงได้มีการยกร่างกฎหมายขึ้นมา เริ่มปี 2509 ช่วงนั้นได้กฎหมายลิเบียเป็นแม่แบบเป็นระบบสัมปทาน เนื่องจากลักษณะกฎหมายของลิเบียดึงดูดให้มีผู้มาลงทุนมากที่สุด หลักการระบบสัมปทานเข้าใจง่ายและใช้ง่ายที่สุด โดยรัฐแบ่งปันผลประโยชน์เป็นค่าภาคหลวง ที่มีอัตราที่ชัดเจน และมีสูตรในการคำนวณภาษีที่ไม่สลับซับซ้อนมากนัก โดยในขณะนั้น ไทยก็ยังไม่รู้เลยว่าเราจะมีศักยภาพขนาดไหน ในขณะนั้นมีที่ปรึกษาเป็นนักเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม นายวอเตอร์ เจเวลรีรวมทั้งได้รับความช่วยเหลือจากโครงการยูคอมด้วย ซึ่งก็เริ่มตั้งคณะกรรมการร่างกฎหมายปิโตรเลียมขึ้นมา โดยหลักเกณฑ์ได้แล้วเสร็จในปีพ.ศ. 2509 และเป็นที่มาของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ซึ่งฉบับแรกนี้ เป็นที่รู้จักกันในชื่อ Thailand I นั่นเอง ซึ่งแท้จริงคือกฎหมายปิโตรเลียมที่ได้รับความเห็นชอบจากสภาในสมัยนั้น

ยุคปัจจุบัน

กฎหมายปิโตรเลียม ซึ่งเป็นกฎหมายหลักที่ใช้ในการบริหารจัดการ กำกับดูแล และจัดเก็บรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมในประเทศ ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งได้มีการแก้ไขปรับปรุงรวม 5 ครั้ง

เพื่อให้เหมาะสมกับสถานการณ์และแก้ไขข้อขัดข้องในการดำเนินการประกอบกิจการปิโตรเลียม โดยการแก้ไขในปี พ.ศ. 2532 เป็นการแก้ไขครั้งใหญ่ ทั้งในเรื่องส่วนแบ่งของผลประโยชน์ที่รัฐและผู้ประกอบการจะได้รับ เรื่องพื้นที่และระยะเวลาในการสำรวจและผลิต รวมทั้งกติกาและเงื่อนไขต่างๆ ให้ชัดเจนและเหมาะสมยิ่งขึ้น โดยที่กฎหมายดังกล่าว ไม่อาจกำหนดให้มีผลย้อนหลังหรือบังคับต่อผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานก่อนที่กฎหมายจะประกาศใช้ได้ ดังนั้นกฎหมายปิโตรเลียมที่ใช้ในปัจจุบันจึงอาจแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ที่เรียกว่ากฎหมายเก่า หรือ Thailand I ซึ่งใช้กับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานก่อนปีพ.ศ. 2532 และพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ที่เรียกว่ากฎหมายใหม่ หรือ Thailand III ซึ่งใช้กับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานหลังปีพ.ศ. 2532 เป็นต้นไป สำหรับผู้รับสัมปทานที่ได้รับสัมปทานในช่วงปี พ.ศ. 2525 - 2528 ซึ่งอยู่ภายใต้เงื่อนไขของประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การยื่นคำขอสัมปทานปิโตรเลียม สำหรับแปลงสำรวจบนบก ลงวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525 หรือที่เรียกว่า Thailand II ซึ่งกำหนดให้เสียผลประโยชน์รายปีให้แก่รัฐในอัตราที่สูงเป็นผลให้ไม่เอื้ออำนวยต่อการลงทุนนั้น ได้ขอเข้ามาอยู่ภายใต้ข้อบังคับของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ทุกรายแล้ว ปัจจุบันจึงไม่มีผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้ Thailand II เลย

ตลอดระยะเวลากว่า 40 ปีที่ผ่านมา นับแต่ปี 2514 ซึ่งเป็นปีเริ่มต้นที่ประเทศไทยได้ประกาศใช้กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมเป็นครั้งแรกจวบจนถึงปัจจุบัน การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมได้ถูกดำเนินมาอย่างต่อเนื่องเพื่อรองรับการพัฒนาทั้งทางด้านเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ โดยวิวัฒนาการความเป็นมาของพระราชบัญญัติปิโตรเลียมในยุคปัจจุบัน และลำดับเหตุการณ์ที่สำคัญสามารถสรุปอย่างสังเขปในลำดับถัดไป

2. พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (Thailand I)

เมื่อปี พ.ศ. 2510 รัฐบาลในขณะนั้นมีนโยบายที่จะส่งเสริมให้เอกชนมาลงทุนสำรวจหาปิโตรเลียมในประเทศ จึงได้เลือกระบบสัมปทานซึ่งจูงใจให้มีการมาลงทุน โดยรัฐไม่ต้องแบกภาระในเรื่องความเสี่ยงของการสำรวจหาปิโตรเลียม และแต่งตั้งคณะกรรมการเพื่อยกร่างกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมขึ้น แต่เนื่องจากต้องใช้เวลาในการออกกฎหมาย ปี พ.ศ. 2511 รัฐบาลจึงได้ประกาศเชิญชวนให้มีการยื่นขอสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นครั้งแรกในอ่าวไทย ภายใต้บทบัญญัติของกฎหมายแร่ไปก่อน โดยมีเงื่อนไขให้สัญญาดังกล่าวเปลี่ยนมาเป็นสัมปทานภายใต้พระราชบญญัติปิโตรเลียมทั้งหมด

ปี พ.ศ. 2514 การยกร่างกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมจึงแล้วเสร็จ และได้ประกาศในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 23 เมษายน พ.ศ. 2514 เรียกว่าพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และ

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 หรือเรียกว่าระบบ Thailand I (การให้เอกชนเป็นผู้ลงทุน และเมื่อมีกำไร ก็จะแบ่งปันผลประโยชน์ตอบแทนให้แก่รัฐผู้เป็นเจ้าของ ทรัพยากรกันคนละครึ่ง) โดยมีข้อกำหนดเป็นดังนี้

ตารางที่ 2-1 ลักษณะและอัตราการจัดเก็บผลประโยชน์ตอบแทนให้แก่รัฐภายใต้ระบบ Thailand I

ผลประโยชน์ตอบแทนให้แก่รัฐ	อัตราการจัดเก็บ
ค่าภาคหลวง	ร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	ร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

นอกจากนั้นยังกำหนดให้ค่าภาคหลวงสำหรับปิโตรเลียมขายหรือจำหน่ายในประเทศสามารถนำมาเป็นเครดิตภาษีในแต่ละปีได้ และเมื่อกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมมีผลบังคับใช้แล้ว ได้มีการออกสัมปทานให้ผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้กฎหมายแร่มาอยู่ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ฉบับปีพ.ศ. 2514 ทั้งหมด

ปี พ.ศ. 2516 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ครั้งแรก อันเป็นการแก้ไขรองรับการที่รัฐบาลจะเปิดให้สัมปทานในทะเลอันดามันซึ่งมีความเสี่ยงในการลงทุนสูง

ปี พ.ศ. 2522 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้เป็นครั้งที่สอง เพื่อปรับปรุงหลักเกณฑ์ต่าง ๆ เกี่ยวกับการต่อระยะเวลาสำรวจและผลิต และการดำเนินงานตามข้อผูกพันให้รัดกุมขึ้น รวมทั้งแก้ไขกรรมวิธีในการคิดภาษีเงินได้ปิโตรเลียมไม่ให้เกิดการเก็บภาษีซ้ำซ้อนสำหรับบริษัทที่จดทะเบียนในประเทศบางประเทศ อย่างไรก็ดียังคงหลักการแบ่งกำไรฝ่ายละครึ่งหนึ่งตามระบบ Thailand I

3. พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2525-2528 (Thailand II)

ในปีพ.ศ. 2524 ราคาน้ำมันในตลาดโลกในช่วงครึ่งปีแรกได้ทะยานสูงขึ้นถึงมากกว่า 30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และมีแนวโน้มที่ราคาจะสูงขึ้นเรื่อยๆ ทำให้แต่ละประเทศผู้เป็นเจ้าของทรัพยากรเริ่มตระหนักถึงการที่รัฐควรเข้าไปมีบทบาทในการควบคุม ดูแลและเรียกเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ให้เพิ่มมากขึ้น ดังตัวอย่างเช่นในประเทศอินโดนีเซียและมาเลเซียเป็นต้น

สำหรับประเทศไทยนั้น ปี พ.ศ. 2524 นับเป็นปีที่มีเหตุการณ์สำคัญหลายอย่างโดยมีการเริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้เป็นครั้งแรก นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงใน

การผลิตกระแสไฟฟ้า บริษัท เอสโซ่ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติบนบกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และเหตุการณ์ที่สำคัญยิ่งอีกประการหนึ่ง คือ การที่บริษัท ไทยเชลล์ สำรวจพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลางที่กิ่งอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร ซึ่งนับว่าเป็นแหล่งน้ำมันดิบในเชิงพาณิชย์แหล่งแรกที่พบในประเทศไทย รัฐบาลในขณะนั้น จึงได้มีการจัดตั้งคณะทำงานขึ้นเพื่อพิจารณาเรียกเก็บผลประโยชน์ให้มากขึ้นตามสถานการณ์ขณะนั้น โดยกำหนดให้ผู้มายื่นขอสัมปทานนับแต่ปี พ.ศ. 2525 เป็นต้นมาต้องเสนอผลประโยชน์พิเศษให้แก่รัฐโดยระบุไว้ในสัมปทาน โดยกำหนดเป็นเงื่อนไขในการรับสัมปทานที่เพิ่มขึ้นจากระบบ Thailand I เรียกว่า ระบบ Thailand II ดังข้อมูลที่ได้แสดงในตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 ลักษณะและอัตราการจัดเก็บผลประโยชน์พิเศษตอบแทนให้รัฐภายใต้ ระบบ Thailand II

ผลประโยชน์พิเศษตอบแทนให้แก่รัฐ	ลักษณะและอัตราการจัดเก็บ
ผลประโยชน์รายปี (Annual Benefit)	การที่ผู้รับสัมปทานจะต้องจำกัดค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในแต่ละปีภายใต้กฎหมายภาษีเงินได้ปิโตรเลียมมิให้เกินร้อยละ 20 ของรายได้ในรอบปีนั้น
โบนัสรายปี (Annual Bonus)	การที่ผู้รับสัมปทานจะต้องจ่ายเงินเพิ่มเป็นพิเศษ (นอกเหนือไปจากการจ่ายค่าภาคหลวง) ตามปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตเพิ่มขึ้น ดังนี้ (ก) ร้อยละ 27.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 10,000-20,000 บาร์เรล (ข) ร้อยละ 37.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 20,000-30,000 บาร์เรล (ค) ร้อยละ 43.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 30,000 บาร์เรล

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

ระบบ Thailand II ได้ประกาศเป็นแนวนโยบายของรัฐบาลเป็นครั้งแรก เมื่อวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525 ในการออกประกาศเชิญชวนให้มีการยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมในพื้นที่บนบก และมีผู้ที่ได้รับสัมปทานปิโตรเลียมบนบกภายใต้ระบบ Thailand II นี้ จำนวน 7 ราย โดยรายสุดท้ายได้รับสัมปทานเมื่อวันที่ 16 ธันวาคม พ.ศ. 2528 แต่ผลการสำรวจนับแต่ปีพ.ศ. 2525 เป็นต้นมา บ่งชี้ไปในทางที่ว่าแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทยน่าจะเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก ซึ่งมีต้นทุนการผลิตต่อหน่วยบาร์เรลค่อนข้างสูง จึงทำให้แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (Marginal Fields)

หลายแหล่งที่สำรวจพบไม่สามารถพัฒนาผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้ระบบ Thailand II นี้ได้ เนื่องจากหากผลิตแล้วผู้รับสัมปทานก็จะต้องจ่ายเงินผลประโยชน์ให้แก่รัฐมากจนกระทั่งไม่อาจคุ้มทุนกับค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นและไม่เกิดกำไรในเชิงพาณิชย์ได้เลย ทำให้ไม่มีการพัฒนาแหล่งและผลิตน้ำมันหรือเรียกเก็บผลประโยชน์ภายใต้ระบบ Thailand II ดังกล่าวได้แต่อย่างใด

4. พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 (Thailand III)

กล่าวโดยสรุป ระบบ Thailand I ดูจะเป็นที่จูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุน แต่ยังให้ผลประโยชน์แก่รัฐไม่เป็นธรรมเท่าที่ควร ขณะเดียวกันระบบ Thailand II มุ่งแต่จะเรียกเก็บประโยชน์เข้ารัฐแต่เพียงอย่างเดียวโดยไม่คำนึงถึงปัจจัยด้านต้นทุนค่าใช้จ่ายในเชิงเศรษฐศาสตร์ของผู้ลงทุน จึงทำให้ขาดแรงจูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

จากข้อเท็จจริง และปัญหาดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องหาระบบใหม่ที่มีความยืดหยุ่นและสามารถสร้างสมดุลการจัดสรรผลประโยชน์แก่รัฐและผู้ลงทุนอย่างเหมาะสมและเป็นธรรม รัฐบาลจึงมอบหมายให้มูลนิธิสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (Petroleum Institute of Thailand - PTIT) และ United Nations Center for Transnational Cooperation (UNCTC) ร่วมกันจัดสัมมนารับฟังความเห็นจากภาครัฐและเอกชน และจ้างผู้เชี่ยวชาญจากต่างประเทศมาศึกษาวิเคราะห์และเสนอแนะระบบบริหารจัดการแบ่งผลประโยชน์ที่เหมาะสมตามศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย เพื่อปรับปรุงระบบการจัดเก็บผลประโยชน์และแก้ไขกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมทั้งสองฉบับให้บรรลุผลเป็นรูปธรรมตามผลการศึกษาและวิเคราะห์นั้นด้วย

ในช่วงปีพ.ศ.2527 จึงได้เริ่มดำเนินการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมโดยมีการแต่งตั้งคณะอนุกรรมการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้อง โดยมีนายอมร จันทรสมบูรณ์ เลขาธิการสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา เป็นประธานอนุกรรมการ และมีอนุกรรมการตามรายชื่อดังต่อไปนี้

- นายศิววงศ์ จังคศิริ (อธิบดีกรมทรัพยากรธรณี)
- นายกมล สนธิ เกษตริน (ผู้แทนกรมสรรพากร)
- นายวิทย์ ตันตยกุล (ผู้แทนการปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย)
- นายอัคราธร จุฬารัตน์
- นายวันชัย ศารทูลทัต
- นายประสงค์ วินัยแพทย์
- นายคัมภีร์ แก้วเจริญ ผู้อำนวยการกองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี

และได้มีการกำหนดให้นายสินธุรักษ์ เสาวนะ ผู้แทนสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา เป็นเลขานุการ และนายไกรฤทธิ์ นิลคูหา เป็นผู้ช่วยเลขานุการ ตามลำดับ

ต่อมาในปี พ.ศ. 2532 กฎหมายดังกล่าวได้ออกเป็นพระราชบัญญัติปิโตรเลียม และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ถือเป็นการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ครั้งที่สาม (ซึ่งมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 15 สิงหาคม พ.ศ. 2532 ในสมัยนายบรรหาร ศิลปอาชาเป็นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรม และพลเอกชาติชาย ชุณหะวัณเป็นนายกรัฐมนตรี) หรือเรียกว่าระบบ Thailand III ซึ่งมีการแก้ไขทั้งในด้านหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทาน (Fiscal Regime) โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อเอื้อประโยชน์ และสนับสนุนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็ก เพื่อให้สามารถนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ประโยชน์ได้ อย่างไรก็ตามหากมีกำไรเกิดขึ้นเกินกว่าที่ควรจะได้รับ ก็ให้ผู้รับสัมปทานแบ่งผลประโยชน์ให้รัฐเพิ่มขึ้นจากผลกำไรนั้น และหลักเกณฑ์ในด้านการตรวจสอบและควบคุมการดำเนินงานของผู้รับสัมปทาน (Land Regime) ให้มีความเหมาะสมและสอดคล้องกับกาลเวลาที่เปลี่ยนไป โดยมีข้อกำหนดเพื่อกระตุ้นการลงทุนที่เป็นสาระสำคัญดังนี้

4.1 อัตราค่าภาคหลวง ปรับปรุงอัตราค่าภาคหลวงจากเดิมที่กำหนดในอัตราร้อยละ 12.5 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย เป็นกำหนดในอัตราก้าวหน้าแบบขั้นบันไดตามระดับปริมาณการขายหรือจำหน่ายในรอบเดือนตามระดับของการผลิต (คือเริ่มจากร้อยละ 5 ที่ระดับการผลิตต่ำๆในแหล่งขนาดเล็ก และเพิ่มขึ้นเป็นขั้นๆจนถึงร้อยละ 15 ที่ระดับการผลิตสูงๆในแหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง และขนาดใหญ่ อันจะเป็นการจูงใจให้มีการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากขึ้น) ในอัตราดังนี้

<u>ตารางที่ 2-3</u> อัตราการจัดเก็บค่าภาคหลวงภายใต้ ระบบ Thailand III

ปริมาณปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย (บาร์เรล/เดือน)*	อัตราค่าภาคหลวง (ร้อยละ)
0 – 60,000	5
60,000 – 150,000	6.25
150,000 – 300,000	10
300,000 – 600,000	12.5
600,000 ขึ้นไป	15

* สำหรับก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย ให้คำนวณเปรียบเทียบโดยก๊าซธรรมชาติจำนวน 10 ล้านบีทียูมีค่าเทียบเท่ากับปริมาณปิโตรเลียม 1 บาร์เรล

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

4.2 เพิ่มการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเข้ารัฐ (Special Remuneration Benefit หรือ SRB ในลักษณะของการเรียกเก็บ Windfall Profit Tax) โดยมีหลักการว่าเมื่อผู้ลงทุนมีกำไรมากขึ้น รัฐก็ควรจะได้รับส่วนแบ่งเพิ่มเติม (ซึ่งก็คือผลประโยชน์ SRB นี้) ในสัดส่วนที่สูงขึ้นนอกเหนือไปจากค่าภาคหลวงและภาษีที่ได้รับอยู่ตามปกติ ทั้งนี้หลักการดังกล่าวจะช่วยให้รัฐได้รับประโยชน์มากขึ้นในกรณีที่มีการพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่หรือราคาน้ำมันเพิ่มสูงขึ้นเกินความคาดหมาย

สำหรับอัตราการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) นี้ จะเรียกเก็บเป็นรายปี โดยอัตราดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับรายได้รวมจากการขายปิโตรเลียมในปีหนึ่งๆหารด้วยความลึกรวมสะสมเป็นเมตรของหลุมเจาะปิโตรเลียมที่ผู้ลงทุนได้เจาะสำรวจไปแล้วทั้งหมด

การกำหนดอัตราดังกล่าวให้ยืดหยุ่นได้เป็นรายปีเช่นนี้จะช่วยให้เกิดความเป็นธรรมในการแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ลงทุนมากขึ้น เพราะจะเห็นได้ว่ารายได้ในแต่ละปีย่อมขึ้นอยู่กับว่าในปีนั้นผลิตมากหรือน้อยและราคาน้ำมันสูงหรือต่ำ ถ้ามีรายได้มากก็ควรแบ่งกำไรให้รัฐในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้น แต่ถ้ามีรายได้น้อยรัฐก็จะเก็บน้อยลงตามส่วนด้วย ขณะเดียวกันถ้ามีค่าใช้จ่ายในการลงทุนมาก (อันจะสะท้อนให้เห็นได้จากจำนวนความลึกรวมที่ได้เจาะหลุมปิโตรเลียมไปทั้งหมด) รัฐก็เรียกเก็บในอัตราส่วนที่น้อยลงตามสัดส่วนของการลงทุนที่เพิ่มขึ้นด้วย

4.3 ในส่วนของภาษีเงินได้ปิโตรเลียมนั้น ยังคงไว้ในอัตราเดิมคือร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ แต่ได้แก้ไขเพิ่มเติมให้ถือค่าภาคหลวงเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี แทนที่จะให้เป็นเครดิตดังเช่นในกฎหมายเดิม รวมทั้งให้ถือผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) นั้นเป็นค่าใช้จ่ายด้วย ระบบการแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทาน ตามพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ได้ประกาศใช้เป็นกฎหมายตั้งแต่เดือนสิงหาคม พ.ศ. 2532 และในภาพรวมก็ยังใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดเวลา 20 ปี ที่ผ่านมา เป็นผลให้เกิดการค้นพบและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมทั้งขนาดเล็กและขนาดกลางเพิ่มขึ้นอีกมากมายหลายแหล่ง ช่วยเพิ่มปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติและน้ำมันให้แก่ประเทศ และที่สำคัญ กลไกการเก็บผลประโยชน์ตอบ

แทนพิเศษ (SRB) ได้ทำหน้าที่เรียกเก็บผลประโยชน์เพิ่มเติมเป็นรายได้แผ่นดินให้แก่รัฐนับรวมเป็นเงินหลายหมื่นล้านบาทด้วย[2]

ในปีพ.ศ. 2550 มีการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียมและกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ครั้งที่สี่ เรียกว่า พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 โดยได้ว่าจ้างศูนย์วิจัยกฎหมายและการพัฒนา คณะนิติศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยและบริษัทที่ปรึกษากฎหมายแชนด์เล่อร์และทองเอก จำกัด เพื่อทำการประเมินระบบสัมปทานเพื่อการแก้ไขปรับปรุงกฎหมายปิโตรเลียม (ประกาศราชกิจจานุเบกษา เล่ม 124 ตอนที่ 69 ก วันที่ 17 ตุลาคม พ.ศ. 2550 และมีผลใช้บังคับเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม พ.ศ. 2550 ในสมัยนายปิยสวัสดิ์ อัมระนันทน์ เป็น รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน และพลเอกสุรยุทธ์ จุลานนท์เป็นนายกรัฐมนตรี) เพื่อแก้ไขปรับปรุงกฎหมายให้เหมาะสมกับสถานการณ์พลังงานของโลกและมีความคล่องตัวยิ่งขึ้น สามารถแข่งขันกับประเทศอื่นได้ โดยเพิ่มแรงจูงใจให้มีการสำรวจและผลิตในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงในการลงทุนสูง หรือพื้นที่ที่มีกำลังการผลิต (Production Capacity) ลดต่ำลง ปรับปรุงขั้นตอนการอนุมัติอนุญาตเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้รวดเร็วยิ่งขึ้น เพิ่มบทบัญญัติเกี่ยวกับหลักเกณฑ์ในการรื้อ ถอนสิ่งปลูกสร้าง วัสดุ อุปกรณ์ และสิ่งอำนวยความสะดวกที่หมดอายุใช้งานออกจากพื้นที่ผลิต เพื่อมิให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระยะยาวหรือในภายหลังจากที่สัมปทานหมดอายุลง

หน่วยวัดมาตรฐานปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม

1. ปริมาณทรัพยากรและปริมาณสำรอง

ปริมาณทรัพยากร (Resources) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ยังไม่มีการค้นพบ แต่มีศักยภาพทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและคาดว่าอาจจะค้นพบ หรือค้นพบแล้วแต่ไม่คุ้มที่จะผลิตออกมาขาย ซึ่งถ้าพิจารณาดูแล้วจะเห็นได้ว่าปริมาณดังกล่าวมิได้มีประโยชน์ ณ เวลาและสถานการณ์ปัจจุบัน เพราะไม่สามารถพัฒนาผลิตออกมาใช้ได้ในทางปฏิบัติ นอกจากนี้ยังเป็นตัว

[2] "ความจริง ข้อเท็จจริงที่ต้องรู้เกี่ยวกับการจัดหาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ". กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, กระทรวงพลังงาน, 2556

เลขที่เปลี่ยนแปลงได้เรื่อยๆแล้วแต่การคาดการณ์และเทคโนโลยีการสำรวจและผลิตในช่วงเวลานั้นๆ

ปริมาณสำรอง (Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ยืนยันการค้นพบด้วยการเจาะหลุมแล้ว และยังมีความคุ้มที่จะผลิตออกมาขายด้วย ปริมาณสำรองสามารถแบ่งย่อยได้อีกเป็น 3 ประเภทขึ้นอยู่กับระดับความเชื่อมั่นว่าจะพบและความคุ้มค่าในการผลิต ตามข้อมูลที่ได้นำเสนอไว้ในตาราง 2-4

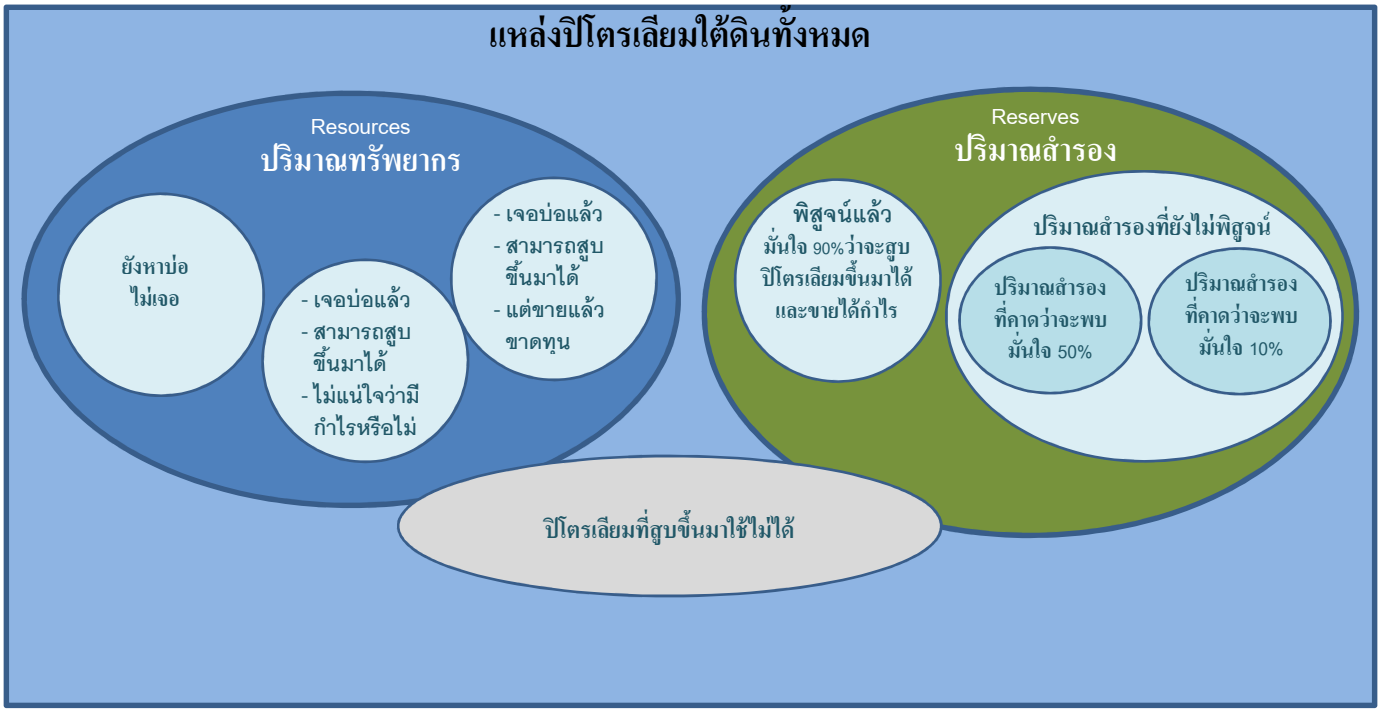
ตารางที่ 2-4 ประเภทของปริมาณสำรองและลักษณะจำเพาะ

ประเภทของปริมาณสำรอง	ลักษณะจำเพาะ
ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved reserve หรือ P1)	เป็นปริมาณปิโตรเลียมในแหล่ง กักเก็บที่มีความน่าเชื่อถือสูงและมั่นใจมากว่าจะสามารถผลิตได้จริงมากกว่าร้อยละ 90
ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable reserves หรือ P2)	มีระดับความน่าเชื่อถือ ต่ำกว่าปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว แต่ก็ยังเชื่อมั่นได้ว่าจะสามารถผลิตได้จริง ระหว่างร้อยละ 50 - 90
ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Possible reserves หรือ P3)	เป็นปริมาณปิโตรเลียมที่มี ความน่าเชื่อถือต่ำมากและมั่นใจว่าจะสามารถผลิตได้จริงระหว่างร้อยละ 10 - 50

ที่มา: ปตท สผ, 2556

อย่างไรก็ตาม ยังมีความสับสนกันว่าประเทศที่มีทรัพยากรปิโตรเลียม (Resources) มากน่าจะมีความสามารถในการผลิตปิโตรเลียมออกมาขายได้มาก ซึ่งในความเป็นจริงแล้วไม่ใช่ปริมาณที่สามารถผลิตออกมาได้จริงๆ มีเพียงแบบเดียว ซึ่งก็คือปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) หรือเป็นปริมาณสำรองที่จับต้องได้จริงๆ เท่านั้น ซึ่งเป็นคนละส่วนกับปริมาณทรัพยากร (Resources) โดยสามารถพิจารณาแผนภาพที่ 2-1 เพื่อเสริมความเข้าใจ

<u>แผนภาพที่ 2-1</u> ประเภทและการจำแนกของปริมาณสำรอง



ที่มา: ปตท สผ, 2556

จากแผนภาพที่ 2-1 จะเห็นได้ว่าความหมายของปริมาณสำรองตามที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานให้คำจำกัดความไว้ คือปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บที่ค้นพบแล้วและสามารถผลิตได้อย่างคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์โดยใช้เทคโนโลยีภายใต้สภาวะเศรษฐกิจและกฎระเบียบที่มีอยู่ ดังนั้น ถ้าหากสำรวจพบแหล่งปิโตรเลียม แต่ไม่สามารถผลิตขึ้นมาได้หรือแม้กระทั่งสามารถผลิตขึ้นมาได้แต่ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน ก็จะไม่ถูกนับเป็นปริมาณสำรอง จากนิยามดังกล่าว ปริมาณสำรองจึงขึ้นกับการพัฒนาของเทคโนโลยีในการผลิต ซึ่งเทคโนโลยีใหม่ ๆ นั้น มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่งที่จะทำให้สามารถผลิตปิโตรเลียม จากแหล่งที่ไม่สามารถผลิตได้มาก่อน หรือทำให้ต้นทุนต่างๆในการดำเนินการผลิตปิโตรเลียมลดลง

ในส่วนของราคาปิโตรเลียม หากราคาถีบตัวสูงขึ้นก็จะทำให้เกิดการลงทุนผลิตน้ำมันมากขึ้น เนื่องจากราคาขายที่สูงขึ้นทำให้การผลิตจากแหล่งที่เคยไม่คุ้มค่า อันเนื่องมาจากสาเหตุต่างๆ เช่น ต้นทุนในการผลิตสูง ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งน้อยเกินไป กลับกลายเป็นคุ้มค่าต่อการลงทุน

ส่วนในด้านของตลาดนั้น ก็เป็นไปตามกลไกราคาทั่วไป หากความต้องการในการใช้ปิโตรเลียม หรืออุปสงค์สูงขึ้น ก็จะทำให้ราคาถีบตัวสูงขึ้นตามไปด้วย

ทั้งนี้ปริมาณสำรองที่คำนวณได้นั้น ยังอาจเกิดความคลาดเคลื่อนได้ เนื่องจากการคำนวณนั้น อาศัยวิธีการทางเทคนิค ซึ่งมีความไม่แน่นอน อันเนื่องมาจากต้องอาศัยการวิเคราะห์คำนวณจากสิ่งที่ไม่อาจมองเห็น หรือจับต้องได้ เพราะไม่มีผู้ใดทราบได้ว่าลักษณะทางธรณีวิทยาของชั้นหินใต้พื้นโลกนั้น แท้จริงแล้วมีลักษณะเป็นเช่นไรนั่นเอง

จากการที่ปริมาณสำรองนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยทั้งหลายตามที่ได้กล่าวไปในข้างต้น ทำให้ปริมาณสำรองที่รายงานกันอยู่ในปัจจุบันมีค่าน้อยกว่าปริมาณปิโตรเลียมที่ถูกค้นพบทั้งหมดจริงๆ หรืออีกนัยหนึ่ง หากมีผู้ใดกล่าวไว้ว่าน้ำมันจะหมดไปจากโลกเราในเวลาเท่านี้เท่านั้นปี ก็ไม่ควรเป็นเหตุให้ต้องตื่นตระหนก เนื่องจากเรามีการสำรวจแหล่งปิโตรเลียม และการพัฒนาเทคโนโลยีอยู่ตลอดเวลานั่นเอง

2. ตัวชี้วัดที่บ่งบอกอายุและความยั่งยืน (Sustainability) ของปริมาณสำรอง

นอกจากปริมาณสำรองแล้ว สิ่งที่เราจำเป็นต้องใช้พิจารณาว่าเราจะสามารถผลิตน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติไปได้อีกนานเท่าไรคือค่า R/P Ratio (Reserves to Production Ratio) และค่า RRR Ratio (Reserves Replacement Ratio)

R/P Ratio หรือ จำนวนปีที่ปิโตรเลียมเหลือใช้ได้อีก เป็นค่าที่ใช้สำหรับประเมินการอย่างคร่าวๆว่าเมื่อเราผลิตปิโตรเลียมด้วยอัตราการผลิตเท่านี้ต่อปี โดยที่ไม่มีการหาปริมาณสำรองเพิ่มเติม จะมีปิโตรเลียมคงเหลือให้ใช้ต่อไปอย่างน้อยอีกกี่ปี ซึ่งค่านี้ได้มาจากการนำปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proven Reserves) หารด้วยอัตราการผลิตปิโตรเลียมต่อปี (Production) และมีหน่วยที่ได้เป็นหน่วยปี

$$\boldsymbol{R/P\ Ratio} = \frac{Proven\ Reserves}{Yearly\ Production}$$

ดังที่ได้อธิบายไว้ในบทที่แล้วว่าปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วสามารถเปลี่ยนแปลงได้ขึ้นอยู่กับ 1. ราคาน้ำมันดิบ 2. การเจาะสำรวจเพิ่มเติม 3. เทคโนโลยีที่ดีขึ้น ราคาน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจาก 20-30 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเมื่อ 20 ปีที่แล้วเป็น 80-120 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ทำให้มีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเพิ่มขึ้นมากขึ้นจาก 1.0 ล้านล้านบาร์เรลในปี พ.ศ. 2534 เป็น 1.6 ล้านล้านบาร์เรลในปีพ.ศ. 2554 ขณะที่อัตราการผลิตน้ำมันดิบเพิ่มขึ้นจากประมาณ 65 ล้านบาร์เรลต่อวันเป็น 85 ล้านบาร์เรลต่อวัน ในช่วงเวลาเดียวกัน การเจาะสำรวจเพิ่มเติมถ้าทำในแหล่งเดิมสามารถเพิ่มความมั่นใจที่จะผลิตได้ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ และปริมาณสำรองที่น่าจะพบบางส่วนสามารถปรับเป็นปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วได้ การ

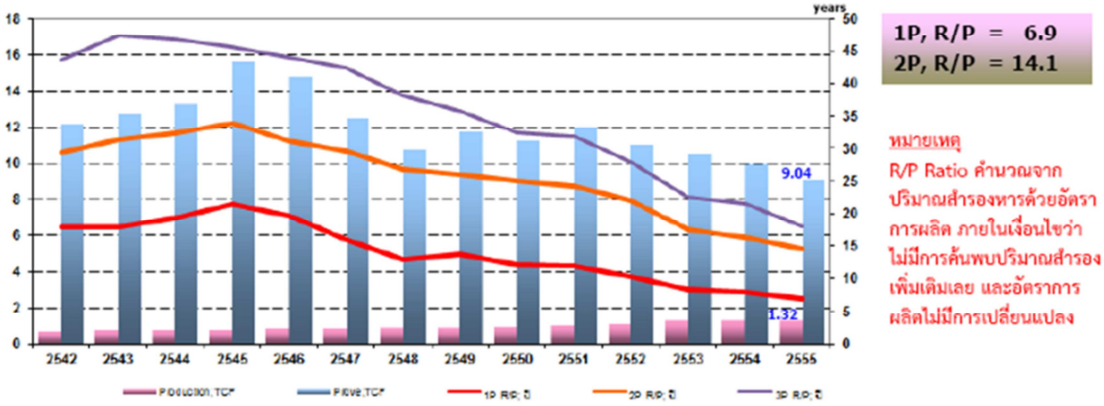
เจาะสำรวจเพิ่มเติมถ้าทำในแหล่งใหม่สามารถเปลี่ยนปริมาณทรัพยากรบางส่วนเป็นปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วได้ เทคโนโลยีที่ดีขึ้นสามารถลดต้นทุนการสำรวจและการผลิตเอื้อให้การพัฒนาแหล่งน้ำมันดิบมีกำไรมากขึ้น และยังทำให้สามารถสำรวจหรือผลิตในที่ที่มีสภาพแวดล้อมที่ท้าทาย เช่น ในอ่าวเม็กซิโกที่มีระดับน้ำลึก มากกว่า 1 กิโลเมตร หรือในทวีปแอนตาร์กติกาที่มีอุณหภูมิต่ำมาก เป็นต้น

ดังนั้น ข้อมูล R/P Ratio ของก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย ได้จากการนำปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว (Proven Reserves) หารด้วยอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของปี 2555 (ข้อมูลจาก BP Statistical Review of World Energy 2013) มีผลลัพธ์ประมาณ 6.9 ปี ซึ่งหมายความว่าหากผลิตก๊าซธรรมชาติในอัตรานี้ต่อไป ก็มั่นใจได้ว่า ประเทศไทยจะมีก๊าซธรรมชาติใช้ ไปได้อย่างน้อยประมาณ 7 ปี

<u>แผนภาพที่ 2-2</u> ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย

	Proved (P1)	Probable (P2)	2P (P1+P2)
ก๊าซธรรมชาติ (Tcf)	9.04	9.57	18.61
คอนเดนเสท (MMbbl)	216	284	500
น้ำมันดิบ (MMbbl)	232	421	653

การรายงานปริมาณสำรองฯ เป็นไปตามมาตรฐาน Petroleum Resources Management System เป็นที่ยอมรับกันตามหลักสากล



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2557

และเมื่อสังเกตข้อมูลย้อนหลังไป 5 ปี จะพบว่าประเทศไทยมีค่า R/P Ratio ลดลงมาโดยตลอดจากที่เคยมี 8 ปี ลดเหลือแค่ 7 ปี แสดงว่าเรามีอัตราการค้นพบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วช้ากว่าอัตราการผลิต ซึ่งหมายความว่าถ้าหากไม่สามารถค้นพบปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้เพิ่มอีก ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติจะต้องหมดลงใน 7 ปีอย่างแน่นอน

ส่วน R/P Ratio ของน้ำมันดิบในประเทศไทย อยู่ที่ 2.7 ปี และจากข้อมูลย้อนหลังไป 5 ปี พบว่าลดลงจากเดิมที่ค่อนข้างคงที่อยู่ที่ 4 ปี แสดงว่าเรายังมีการค้นพบปริมาณสำรองที่พิสูจน์

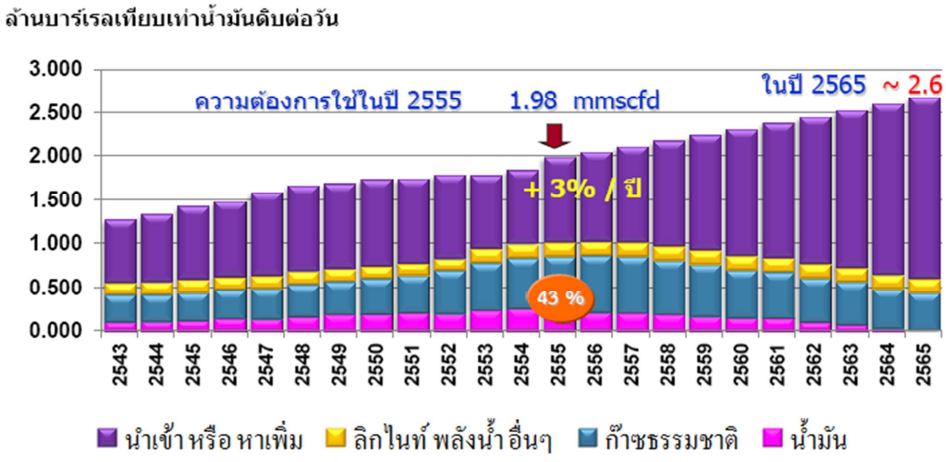
แล้วในอัตราน้อยกว่าการผลิต และถ้าไม่มีการค้นพบปริมาณสำรองใหม่ๆ เราก็เหลือน้ำมันดิบให้ผลิตเพียงแค่ประมาณ 3 ปี

Reserves Replacement Ratio (RRR) คือสัดส่วนของการจัดหาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วเพื่อทดแทนปริมาณการผลิตของแต่ละปีคือซึ่งการผลิตจะสามารถดำเนินไปต่อเนื่องในระยะยาวได้จะต้องมีค่า RRR อย่างน้อยคือ 1 หรือสามารถหาปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วทดแทนได้ 100 % ของการผลิตในแต่ละปี

$$\boldsymbol{RRR\ Ratio} = \frac{Newly\ Proven\ Reserves}{Yearly\ Production}$$

ถ้า RRR ต่ำกว่า 1 หมายถึง เราสามารถทดแทนปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้น้อยกว่าปริมาณที่ผลิตไป หรืออีกนัยหนึ่งก็คือ เราไม่สามารถปรับเปลี่ยน ปริมาณสำรองที่ยังไม่พิสูจน์ขึ้นมาเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ ปริมาณที่มีอยู่จะค่อยๆลดลงไปเรื่อยๆ และถ้า RRR เท่ากับ 0 หมายถึง ไม่สามารถค้นพบปริมาณสำรองเพิ่มเติมได้ การผลิตต่อไปเรื่อยๆจะทำให้น้ำมันหมดไปในที่สุด

แผนภาพที่ 2-3 การใช้และการจัดหาพลังงานในอนาคตของประเทศไทย



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ดังนั้น จึงต้องมีการกระตุ้นให้มีการสำรวจพัฒนาเพื่อให้ปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมปรับเปลี่ยนขึ้นมาเป็นปริมาณสำรองที่ยังไม่พิสูจน์ หรือทำให้ปริมาณสำรองที่ยังไม่พิสูจน์กลายเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ซึ่งกลไกหนึ่งที่จะช่วยเอื้อให้เกิดกิจกรรมดังกล่าว คือ การเปิดสัมปทานพื้นที่รอบใหม่ๆเพื่อหาปริมาณทรัพยากรและปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มเติมทดแทนที่ผลิตไป

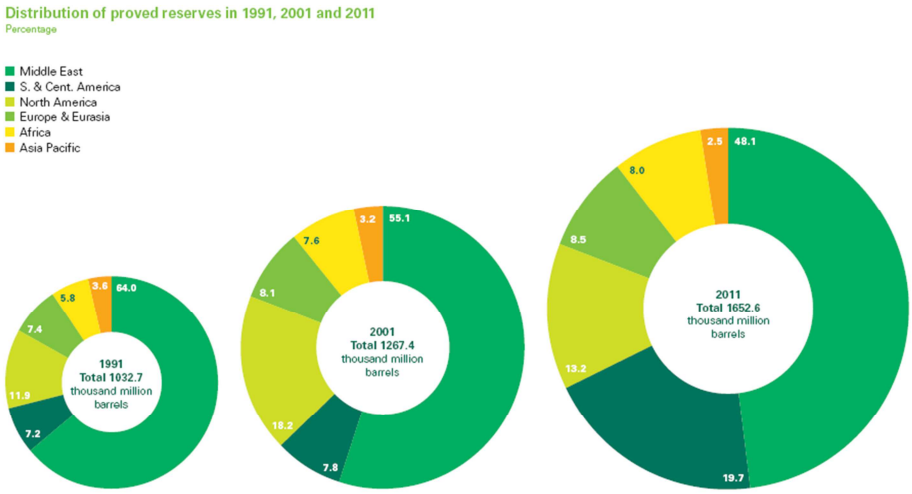
ภาพรวมสถานการณ์พลังงาน

1. สถานการณ์พลังงานของโลก

จากรายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 ที่มีการแสดงข้อมูลปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วทั่วโลก ณ ปีพ.ศ. 2554 โดยจำแนกเป็นปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติประมาณ 7,361 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต และปริมาณสำรองน้ำมันดิบประมาณ 1.65 ล้านล้านบาร์เรล นั้น พบว่าพื้นที่ที่มีปริมาณสำรองอยู่มากและเป็นแหล่งพลังงานที่สำคัญของโลกอยู่ในแถบตะวันออกกลาง บริเวณประเทศ ซาอุดิอาระเบีย อิหร่าน อิรัก การ์ตา ซึ่งมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติรวมกันประมาณ 2,826 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต (ร้อยละ 38) และมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบประมาณ 0.795 ล้านล้านบาร์เรล (ร้อยละ 48) ส่วนปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วส่วนใหญ่จะอยู่ในพื้นที่แถบตะวันออกกลางและในยุโรป โดยประเทศรัสเซีย อิหร่าน และกาตาร์ มีปริมาณสำรองมากที่สุดเป็นสามอันดับแรกของโลก คือ 1,575 1,169 และ 885 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือประมาณร้อยละ 24 16 และ 12 ของปริมาณสำรองทั่วโลกตามลำดับ โดยประเทศรัสเซียเป็นประเทศที่มีบทบาทสำคัญต่อการผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติในทวีปยุโรปมากที่สุด โดยผลิตได้ในอัตรา 58,700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

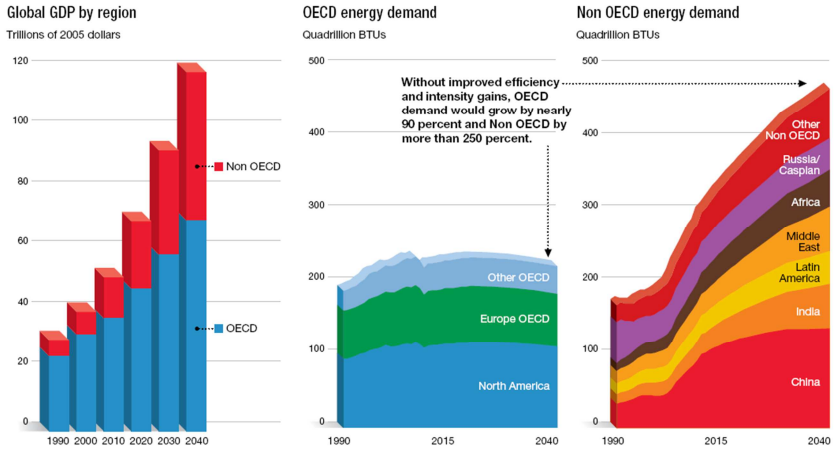
ในปีพ.ศ. 2555 ทั่วโลกมีปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติรวมกันวันละ 312 พันล้านลูกบาศก์ฟุต โดยประเทศที่มีการผลิตและใช้ก๊าซธรรมชาติมากที่สุดคือสหรัฐอเมริกา ซึ่งผลิตและใช้ก๊าซธรรมชาติในอัตราเฉลี่ย 63,000 และ 66,800 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันตามลำดับ ซึ่งจากข้อมูลที่ระบุมานี้ เมื่อคาดคะเนดูแล้วจะพบว่าถ้าหากปริมาณสำรองไม่เพิ่มขึ้นและยังคงมีการใช้พลังงานในระดับนี้ต่อไป โลกจะมีก๊าซธรรมชาติเหลือใช้ต่อไปอีกเพียง 64 ปี

<u>แผนภาพที่ 2-4</u> สัดส่วนปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วของแต่ละภูมิภาคในปีพ.ศ. 2534 2544 และ 2554



ที่มา: BP Statistical Review of World Energy, 2012

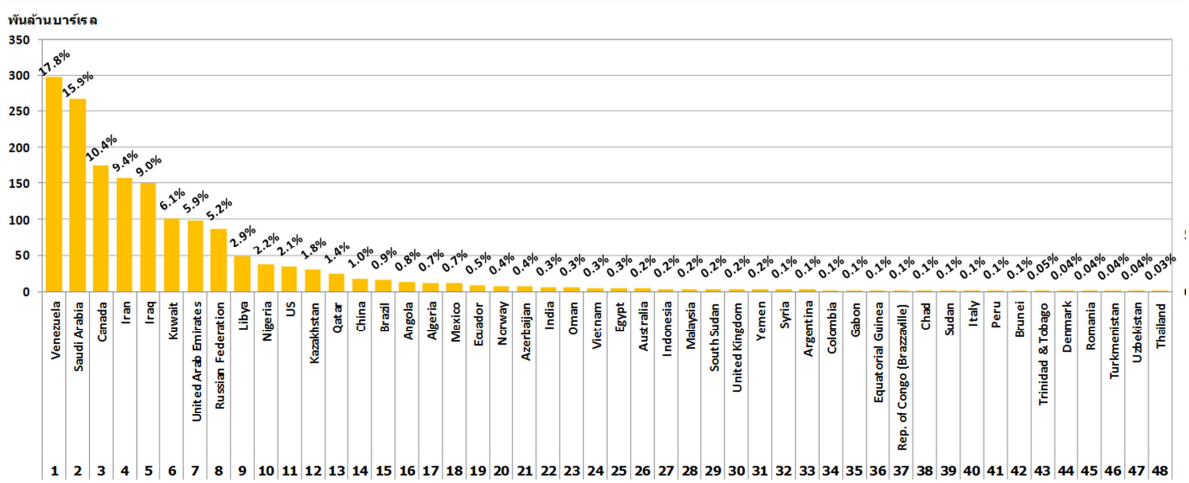
<u>แผนภาพที่ 2-5</u> พยากรณ์ความต้องการใช้พลังงานของโลก จำแนกตามภูมิภาค



ที่มา: The Outlook for Energy: A View to 2040, Exxon Mobil, 2012

สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วทั่วโลกนั้นส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ตะวันออกกลางและอเมริกา โดยประเทศเวเนซุเอลา ซาอุดิอาระเบีย และแคนาดามีปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วมากที่สุดเป็นสามอันดับแรก คือ 0.296, 0.265, และ 0.175 ล้านล้านบาร์เรล ตามลำดับ (แผนภาพที่ 2-6) โดยน้ำมันดิบในที่นี้ หมายถึงผลรวมของน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลว

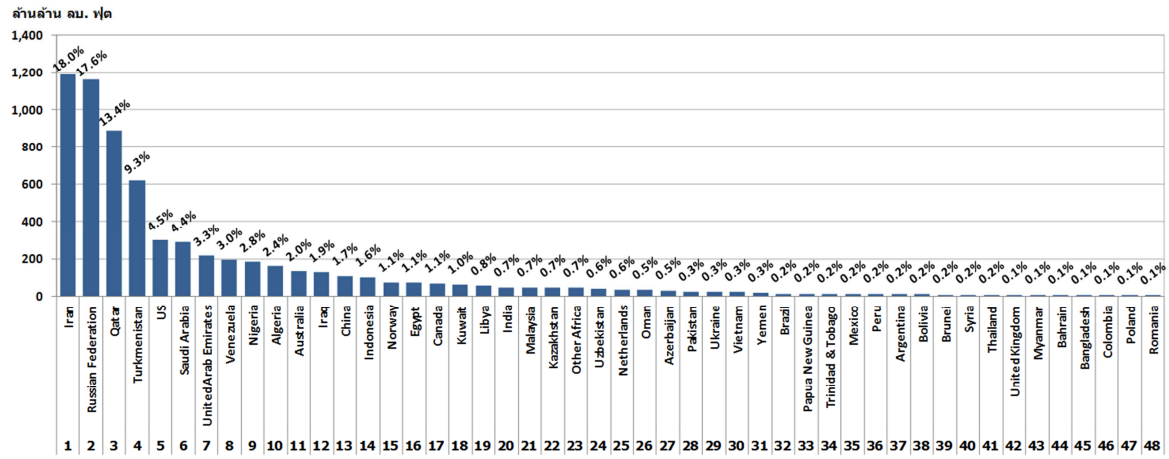
<u>แผนภาพที่ 2-6</u> ปริมาณสำรองน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้ว จำแนกตามประเทศจากมากไปหาน้อย



ที่มา: BP Statistical Review of World Energy, 2012

ส่วนประเทศที่มีการผลิตน้ำมันดิบมากที่สุดสาม อันดับแรก คือ ซาอุดิอาระเบีย รัสเซีย และสหรัฐอเมริกา ซึ่งผลิตในอัตรา 11.2 10.3 และ 7.8 ล้าน บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ

<u>แผนภาพที่ 2-7</u> ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว จำแนกตามประเทศจากมากไปหาน้อย



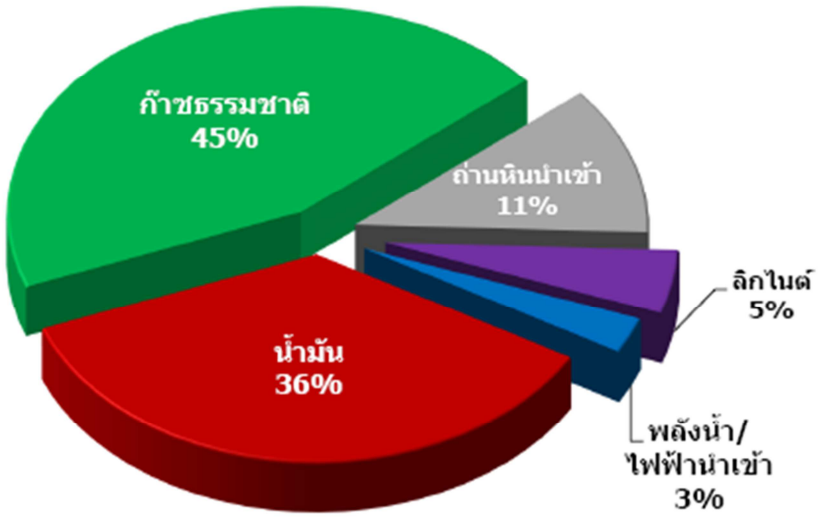
ที่มา: BP Statistical Review of World Energy, 2012

ประเทศสหรัฐอเมริกา จีน และญี่ปุ่น เป็นผู้ใช้น้ำมันดิบมากที่สุดสามอันดับแรกในอัตรา 18.8 9.8 และ 4.4 ล้านบาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ เมื่อคำนึงว่าทั่วโลกมีปริมาณสำรองน้ำมันดิบรวม 1.65 ล้านล้านบาร์เรลและมีการใช้น้ำมันดิบประมาณวันละกว่า 90 ล้านบาร์เรล ดังนั้นหากยังมีปริมาณการใช้อยู่ในระดับนี้ก็จะมีน้ำมันดิบใช้ไปอีกประมาณ 54 ปี

2. สถานการณ์พลังงานของประเทศไทย

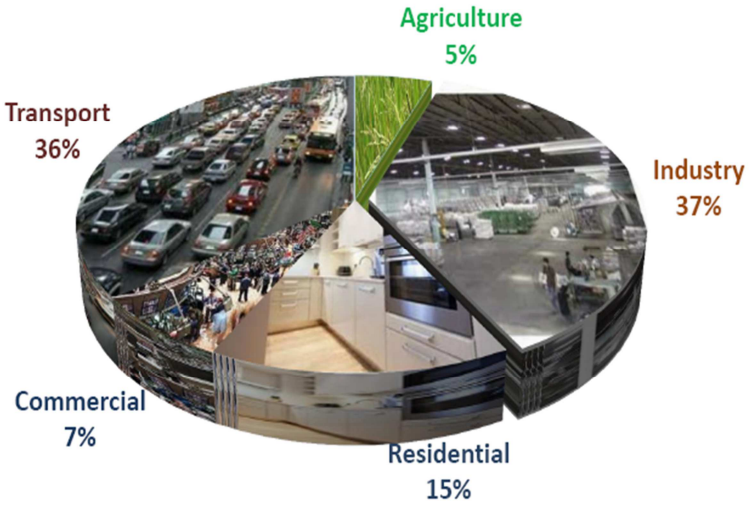
เป็นที่ทราบกันดีอยู่แล้วว่าทรัพยากรปิโตรเลียม ทั้งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบันมีปริมาณจำกัด การผลิตในแต่ละปีไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ จะเห็นได้จากในปีพ.ศ. 2554 ประเทศไทยมีการจัดหาปิโตรเลียมคิดเป็นร้อยละ 44 ของความต้องการใช้พลังงานขั้นต้นของประเทศเท่านั้น ดังนั้น ในแต่ละปีไทยจำเป็นต้องนำเข้าปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่าถึงประมาณปีละกว่า 1 ล้านล้านบาท และยิ่งมองไปถึงอนาคตข้างหน้า เมื่อภาวะเศรษฐกิจเจริญเติบโต ประชากรมีฐานะความเป็นอยู่ที่ดีขึ้น และจำนวนประชากรมีมากขึ้น ก็จะส่งผลให้ความต้องการใช้ปิโตรเลียมเพิ่มสูงขึ้นจนทำให้เมื่อถึงจุดหนึ่งอัตราการใช้ปิโตรเลียมจะสูงกว่าอัตราการค้นพบ ซึ่งจะทำให้โลกไม่สามารถผลิตปิโตรเลียมให้ทันกับความต้องการได้ และเมื่อถึงวันนั้นทรัพยากรปิโตรเลียมก็อาจขาดแคลนและส่งผลให้ราคาปิโตรเลียมต้องปรับตัวสูงขึ้นอย่างมิอาจหลีกเลี่ยงได้

<u>แผนภาพที่ 2-8</u> สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน



ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงานงาน, 2555

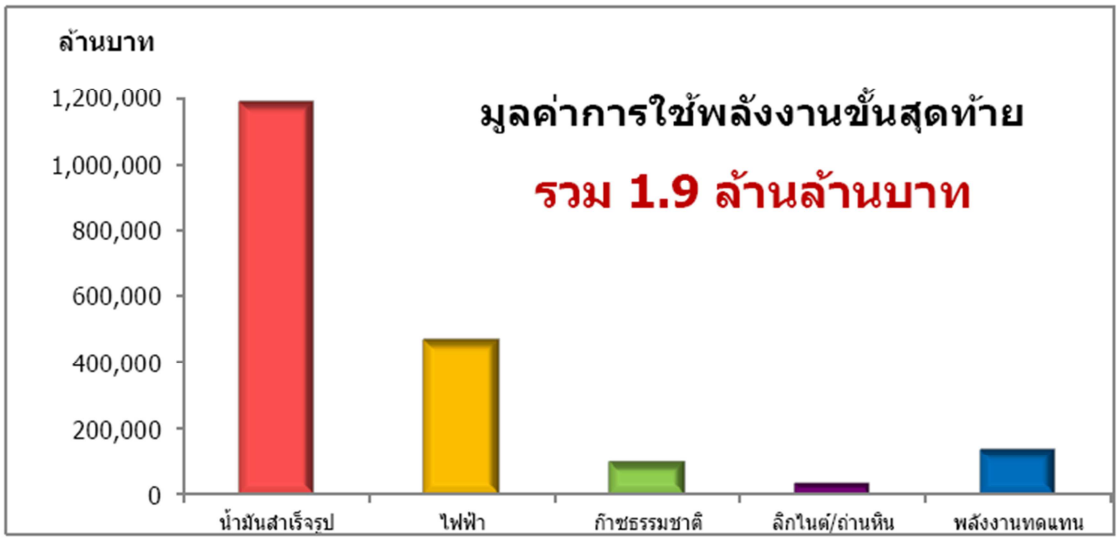
แผนภาพที่ 2-9 สัดส่วนการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของไทย จำแนกตามภาคเศรษฐกิจ



ที่มา: กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2554

ในส่วนของประเทศไทย ในปัจจุบันประเทศไทยเป็นผู้นำเข้าพลังงานและน้ำมันสุทธิ ถึงแม้ว่าสถานการณ์จะดีขึ้นจากอดีตซึ่งเป็นผลจากการพัฒนาถ่านหินและการพัฒนาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งแร่และปิโตรเลียมภายในประเทศ แต่ก็ยังนับว่ามีการพึ่งพาการนำเข้าสูง มีการพึ่งพาพลังงานนำเข้าลดจากร้อยละ 64 ในปี 2516 (วิกฤติการน้ำมันครั้งที่ 1) เหลือร้อยละ 58 และพึ่งพานำเข้าน้ำมันลดลงจากร้อยละ 64 เหลือร้อยละ 38 ในปัจจุบัน

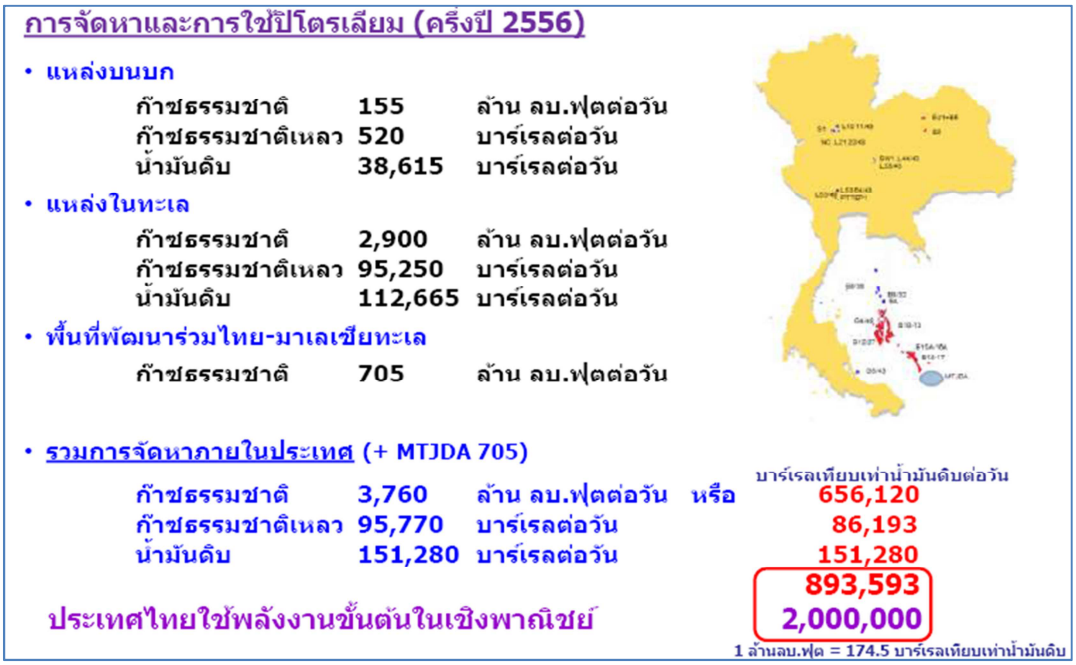
ตารางที่ 2-10 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2554

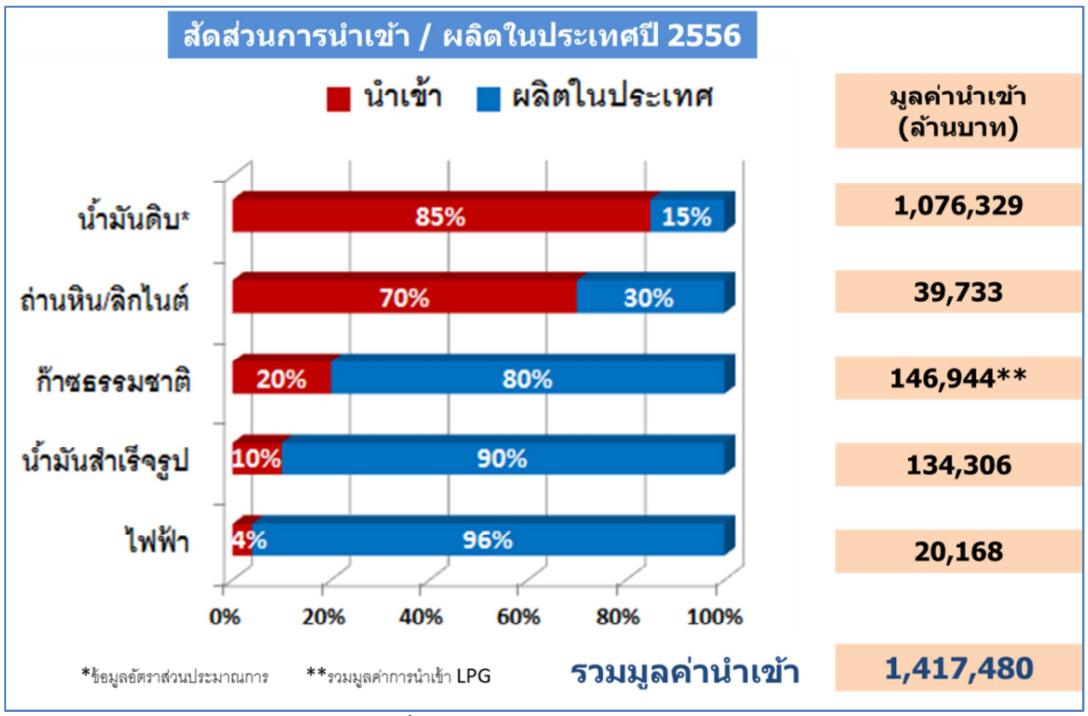
ตามการอ้างอิงรายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 ประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วประมาณ 10 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 0.1 ของปริมาณสำรองทั่วโลก ขณะที่อัตราการผลิตอยู่ที่ 2,794 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หากมีอัตราการผลิตคงที่อยู่ในระดับนี้ ประเทศไทยจะมีก๊าซเหลือใช้ต่อไปอีก อย่างน้อย 7.6 ปี (ข้อมูล R/P Ratio ที่ แสดงได้มาจากการนำปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วหารด้วยอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของปีพ.ศ. 2554) สำหรับปริมาณสำรองน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเหลวมีประมาณ 400 ล้านบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนน้อยกว่าร้อยละ 0.02 ของปริมาณสำรองทั่วโลก (ค่า R/P Ratio น้ำมันดิบของประเทศไทยไม่สามารถนำมาใช้วิเคราะห์ว่าประเทศยังมีน้ำมันดิบเหลือใช้อีก 3.5 ปี เพราะประเทศไทยใช้น้ำมันดิบในปริมาณที่มากกว่าที่ผลิตมากได้ภายในประเทศเป็นสัดส่วนที่สูงมาก นั่นคือ ใช้น้ำมันดิบวันละประมาณ 1 ล้านบาร์เรล แต่สามารถผลิตได้เพียงวันละประมาณ 2 แสนบาร์เรล จึงต้องนำเข้าอีกประมาณวันละ 8 แสนบาร์เรล)

แผนภาพที่ 2-11 การจัดหาและการใช้ปิโตรเลียมของไทย



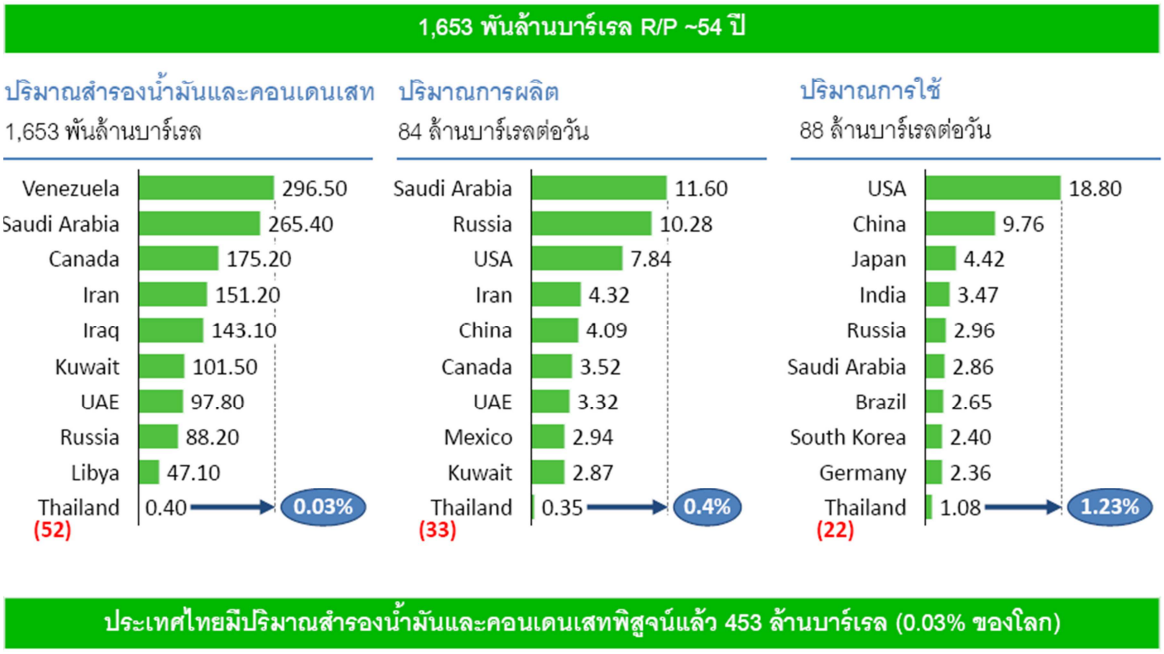
ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

แผนภาพที่ 2-12 มูลค่าการนำเข้าพลังงานของไทย จำแนกตามประเภทพลังงาน



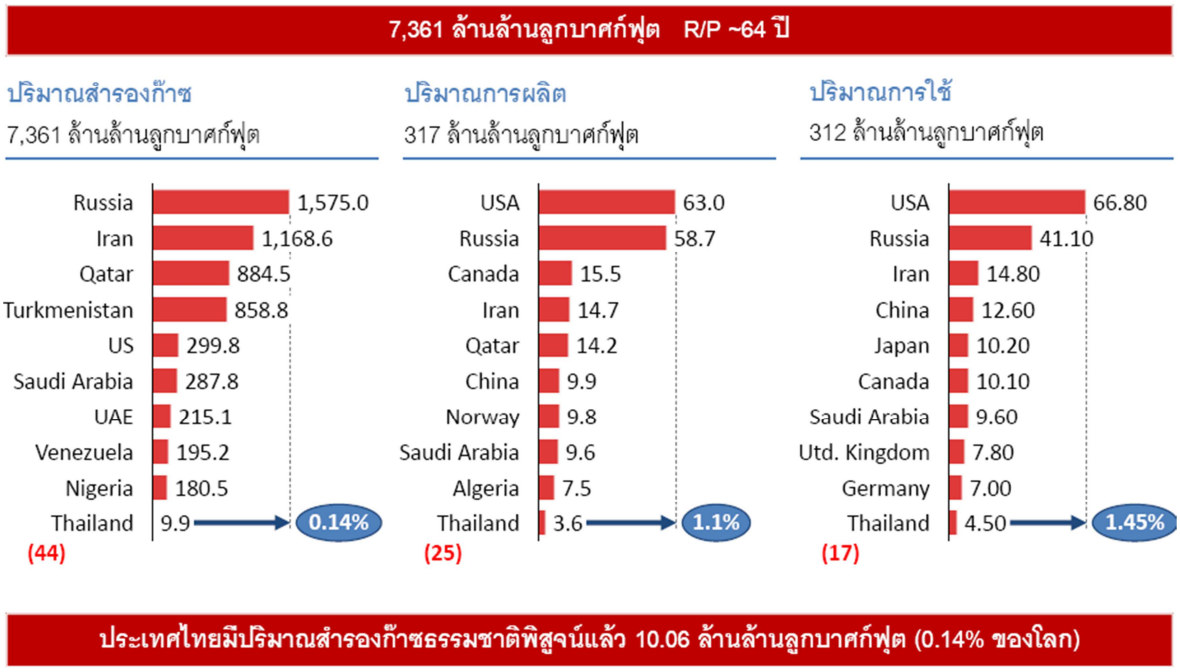
ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2556

แผนภาพที่ 2-13 ปริมาณสำรองน้ำมัน และคอนเดนเสท ปริมาณการผลิตและการใช้



ที่มา: BP Statistical Review of World Energy Outlook, 2012

<u>แผนภาพที่ 2-14</u> ปริมาณการสำรองก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิต และการใช้



ที่มา: BP Statistical Review of World Energy Outlook, 2012

อนึ่ง ข้อมูลปริมาณสำรอง อัตราการผลิตและการใช้ปิโตรเลียม ซึ่งเผยแพร่ใน รายงาน BP Statistical Review of World Energy Outlook 2012 อาจมีความคลาดเคลื่อนจาก ข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ที่มีเจ้าหน้าที่ตรวจสอบทั้งใน รายงานและในภาคสนามเป็นประจำตามระยะเวลาที่กฎหมายกำหนด อยู่บ้างเล็กน้อย อย่างไรก็ดี ข้อมูลจากทั้ง 2 แหล่งมีทิศทางและระดับที่ไม่ได้แตกต่างกันสักเท่าไร และการแสดงข้อมูลดังกล่าวมีจุดประสงค์เพียงเพื่อให้เห็นภาพเปรียบเทียบปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมและ อัตราการใช้ของประเทศไทยกับประเทศชั้นนำของโลกและประเทศเพื่อนบ้านเท่านั้น

3. สถานการณ์พลังงานของประเทศไทยเทียบเคียงกับประเทศอื่นๆ

หากอ้างอิงจากแผนภาพที่ 2-13 และ 2-14 ในปีพ.ศ. 2555 ประเทศไทยผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 3.6 พันล้านลูกบาศก์ฟุต หรือร้อยละ 1.1 ของอัตราการผลิตทั่วโลก สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบผลิตวันละประมาณ 3.5 แสนบาร์เรล คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 0.4 ของอัตราการผลิตทั่วโลก แต่การวิเคราะห์อัตราการผลิตเพียงอย่างเดียวอาจทำให้เข้าใจผิดได้ การจะชี้ว่าประเทศผลิตปิโตรเลียมได้มากหรือน้อยจำเป็นที่จะต้องเปรียบเทียบกับอัตราการบริโภคควบคู่กันไป ซึ่งในกรณีของประเทศไทยนั้น ณ ปีที่รายงานข้อมูล มีอัตราการบริโภคก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 4.5 พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หรือ ร้อยละ 1.45 ของอัตราการบริโภคของโลก และมีอัตราการบริโภค

น้ำมันดิบ 1.08 ล้านบาร์เรลต่อวัน หรือร้อยละ 1.23 ของอัตราการบริโภคของโลก เบื้องต้นจากอัตราการบริโภคน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติแสดงให้เห็นได้ว่าประเทศไทยบริโภคปริมาณน้อย เมื่อเทียบกับทั่วโลกแต่ก็บริโภคมากกว่าที่ผลิตได้ นอกจากจะดูที่ปริมาณการผลิตและปริมาณการบริโภคแล้วยังต้องพิจารณาปัจจัยอื่น ๆ อีกมากมายเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าการใช้ปิโตรเลียมของประเทศคุ้มค่าหรือไม่ เช่น จำนวนประชากร และมูลค่าของผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมโดยตรง เช่น ถุงพลาสติก เครื่องสำอาง ปุ๋ยเคมี โดยเฉพาะผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียมที่สำคัญต่อการดำรงชีวิต ซึ่งก็คือไฟฟ้า นอกจากนี้ การวิเคราะห์การใช้ปิโตรเลียมควรคิดเป็นภาพรวมพลังงานทั้งหมด ซึ่งก็คือการคิดร่วมกันกับการใช้ถ่านหิน พลังงานน้ำ และพลังงานทดแทนอื่นๆ โดยคิดรวมตั้งแต่การผลิตและการบริโภคโดยคำนึงถึงจำนวน ประชากร มูลค่าสินค้าที่ผลิตได้จากผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม และปัจจัยอื่น ๆ ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมควบคู่กันไปด้วย

ดังนั้น จึงสรุปได้ว่าประเทศไทยไม่ได้ผลิตปิโตรเลียมได้มากเป็นอันดับต้นๆ ของโลก โดยผลิตปิโตรเลียมได้เพียงร้อยละ 44 ของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นที่เหลืออีกร้อยละ 56 ยังต้องมีการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ

ปัญหา ความท้าทาย และปัจจัยเสี่ยงความมั่นคงทางพลังงานไทย

หากพิจารณาจากบริษัททั้งในประเทศและต่างประเทศ จะพบว่าประเทศไทยต้องเผชิญกับประเด็นท้าทายด้านความมั่นคงทางพลังงาน 8 ประการ ดังนี้

1. การที่ไทยมีอุปสงค์ใช้พลังงานเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีทรัพยากรที่จำกัด ทำให้รัฐบาลต้องจัดหาพลังงานให้สอดคล้องกับความต้องการพลังงานเพื่อกิจกรรมทางเศรษฐกิจและครัวเรือน ทั้งในปัจจุบันและอนาคต

2. การเปลี่ยนแปลงของสถานการณ์พลังงานโลกและภูมิรัฐศาสตร์ของมหาอำนาจทางเศรษฐกิจและพลังงาน เช่น สหรัฐอเมริกา จีน อินเดีย รัสเซีย และญี่ปุ่น ทำให้ไทยจำเป็นจะต้องติดตามผลกระทบในเชิงอุปสงค์และอุปทานของพลังงานโลก

3. การเปลี่ยนแปลงสภาวะภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมของโลก ซึ่งส่วนหนึ่งเกิดจากการใช้พลังงานของโลก กลายเป็นหนึ่งในมาตรการกีดกันด้านการค้า

4. การที่ไทยต้องพึ่งพาพลังงานโดยเฉพาะน้ำมันและก๊าซจากต่างประเทศมากกว่าร้อยละ 50 การกระจายความเสี่ยงของแหล่งพลังงานจึงมีความสำคัญต่อความมั่นคงทางพลังงานของไทย

5. ประสิทธิภาพของการใช้พลังงานของไทยยังอยู่ในระดับที่ต่ำ ซึ่งจำเป็นที่จะต้องมีการปรับปรุงให้ดีขึ้นเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขัน และลดการใช้พลังงาน

6. ความยากลำบากในการเสาะแสวงหาพลังงานจาก Unconventional Resources ซึ่งต้องพึ่งพาเทคโนโลยีชั้นสูงและมีต้นทุนการผลิตที่สูง

7. ปริมาณสำรองและกำลังการผลิตจากฐานการผลิตที่มีอายุมากที่มีแนวโน้มลดลง (Mature Fields) อย่างต่อเนื่อง และความยากลำบากในการผลิตปิโตรเลียมที่ยังเหลืออยู่ขึ้นมาจากแหล่งดังกล่าว

8. กฎระเบียบและค่าใช้จ่ายการรื้อถอนฐานการผลิต ณ วันสิ้นสุดสัมปทานที่ยังไม่มีความชัดเจนมากนัก

1. อุปสงค์ทางพลังงานของไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องและมีทรัพยากรที่จำกัด[3]

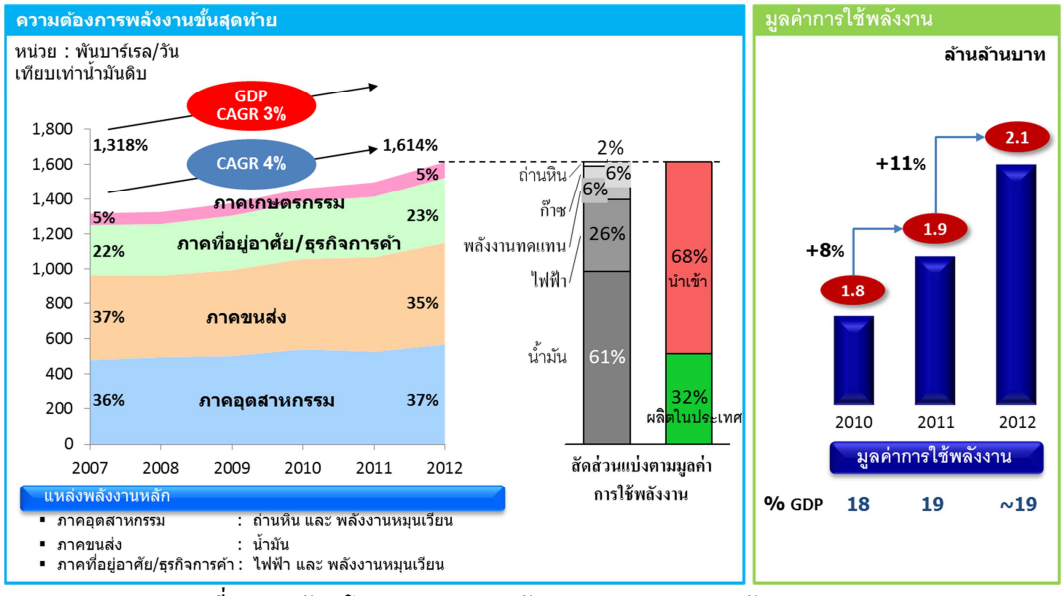
ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา ไทยมีอัตราการใช้พลังงานเฉลี่ยเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ประเทศไทยพึ่งพาการนำเข้าพลังงานเป็นหลัก โดยในปี 2555 ประเทศไทยนำเข้าพลังงานทุกประเภท อ้างอิงจากแผนภาพที่ 2-12 ประเทศไทย นำเข้าน้ำมันดิบร้อยละ 85 ของความต้องการ ถ่านหินลิกไนต์ร้อยละ 70 ก๊าซธรรมชาติร้อยละ 20 ไฟฟ้าร้อยละ 4 น้ำมันสำเร็จรูปร้อยละ 10 มีมูลค่าการนำเข้ารวมร้อยละ 1.4 ล้านล้านบาท ส่งให้เกิดความเสี่ยงต่อเศรษฐกิจของประเทศ หากราคาน้ำมันมีความผันผวนและมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ

แผนภาพ 2-15 แสดงถึงแนวโน้มการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น ซึ่งมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในช่วงปลายปีที่ผ่านมา และยังจะมีแนวโน้มที่เพิ่มสูงขึ้น ตามภาวะเศรษฐกิจที่คาดว่าจะมีการขยายตัวอย่างต่อเนื่อง

---

[3] “ความมั่นคงทางพลังงาน และนโยบายการชูตของไทย”, (ออนไลน์) เข้าถึงได้จาก http://www.infa.go.th/business/th/home, 2556

<u>แผนภาพที่ 2-15</u> แนวโน้มความต้องการพลังงานไทย

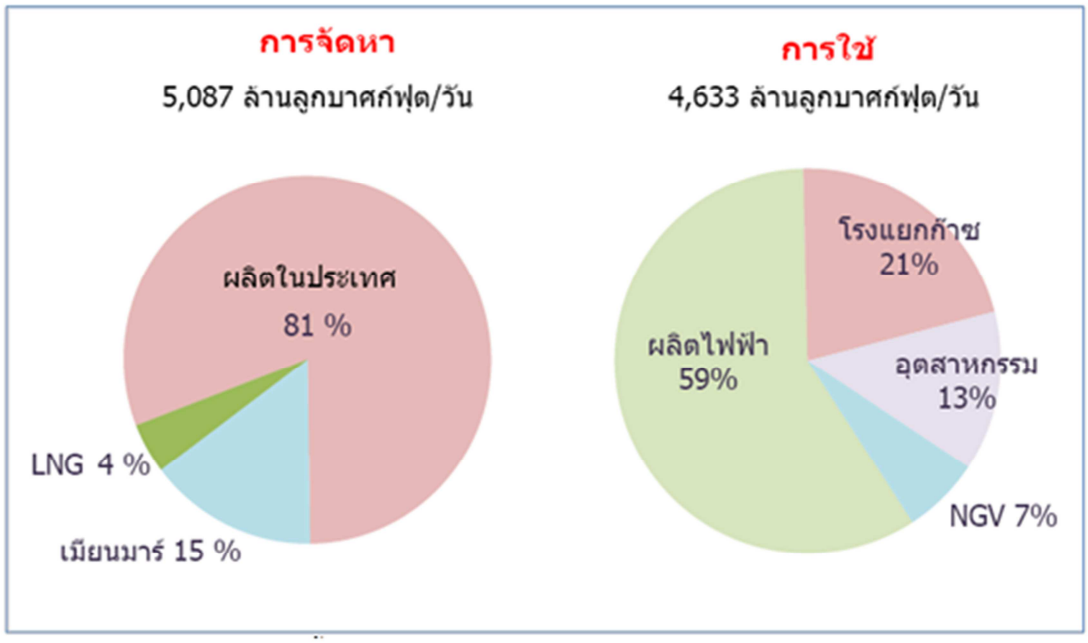


ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงานงาน กระทรวงพลังงาน, 2556

แนวโน้มการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นยังคงอยู่ในภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง โดยปัจจุบันความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศได้เพิ่มขึ้นสูงกว่าการเติบโตทางเศรษฐกิจ ดังนั้นเพื่อให้ประเทศไทยมีการจัดหาพลังงานไฟฟ้าให้สมดุลย์กับความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) จึงได้อนุมัติแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP 2010) ฉบับปรับปรุง ครั้งที่ 3 โดยกำหนดให้เพิ่มกำลังผลิตไฟฟ้ารวมในระยะ 20 ปีจากกำลังการผลิตปัจจุบันที่ประมาณ 32,000 เมกะวัตต์ เป็น 70,683 เมกะวัตต์ในปี 2573 นอกจากนี้ยังกำหนดให้ประเทศไทยซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านเพิ่มจากร้อยละ 15 เป็นร้อยละ 20 ของกำลังการผลิตรวมทั้งหมด หรือประมาณ 20,000 เมกะวัตต์ เนื่องจากไทยต้องเลื่อนกำหนดการเข้าระบบโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ เพื่อให้มีการทบทวนมาตรการความปลอดภัย ด้านนิวเคลียร์และด้านอื่น ๆ เช่น กฎหมาย การกำกับดูแล และการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียซึ่งทำให้ประเทศไทยต้องพึ่งพาไฟฟ้าจากต่างประเทศมากขึ้น

ในส่วนของน้ำมัน และก๊าซธรรมชาตินั้น ประเทศไทยเป็นผู้นำเข้าน้ำมันดิบและนำเข้าก๊าซธรรมชาติมากเป็นอันดับสองในกลุ่มอาเซียนรองจากสิงคโปร์ โดยในปี 2556 (แผนภาพที่ 2-12) ไทยนำเข้าพลังงาน คิดเป็นมูลค่า 1.42 ล้านล้านบาท โดยนำเข้าน้ำมันสูงสุดถึงร้อยละ 85 หรือ 1.08 ล้านล้านบาท ส่วนใหญ่เพื่อใช้ภายในประเทศโดยเฉพาะในภาคการขนส่ง ประเทศที่เรานำเข้าน้ำมันดิบมากที่สุดห้าอันดับแรก (ปี 2554) ได้แก่ สหรัฐอาหรับเอมิเรตส์ ซาอุดีอาระเบีย โอมาน รัสเซีย และมาเลเซีย

<u>แผนภาพที่ 2-16</u> ดุลยภาพก๊าซธรรมชาติ



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, ม.ค. – เม.ย. 2556

ในส่วนของก๊าซธรรมชาติ แผนภาพ 2-16 แสดงให้เห็นว่าถึงแม้ประเทศไทยจะนำก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยมาใช้บริโภคในประเทศถึงร้อยละ 80 แต่ไทยยังมีความจำเป็นที่จะต้องนำเข้าก๊าซจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ถึงร้อยละ 15 และก๊าซอัดเหลว (Liquefied Natural Gas – LNG) ร้อยละ 4 จากต่างประเทศ ได้แก่ อินโดนีเซีย ไนจีเรีย เปรู การ์ตา เยเมน และรัสเซีย แม้ในปัจจุบันจะยังไม่มีปัญหาเรื่องการจัดหาก๊าซธรรมชาติ แต่ในอนาคตไทยอาจต้องเผชิญความเสี่ยงจากปริมาณก๊าซสำรองในอ่าวไทย ที่มีแนวโน้มในการผลิตลดลงและอาจจะหมดไปในไม่ช้า ซึ่งจะส่งผลกระทบต่อภาคการผลิตไฟฟ้าโดยรวมของประเทศ รวมถึงภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ที่พึ่งพาก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเป็นวัตถุดิบโดยเฉพาะวัตถุดิบตั้งต้น (Feedstock)

นอกจากนี้ ราคาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างประเทศซึ่งอาจมีแนวโน้มสูงขึ้น (ปัจจุบันราคาสูงกว่าก๊าซจากอ่าวไทยร้อยละ 40) และความเป็นไปได้ในการยุติการต่อสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากแหล่งก๊าซในเมียนมาร์ซึ่งจะหมดลงในปี 2573 ก็จะเป็นปัญหาสำคัญสำหรับไทยในการผลิตไฟฟ้าให้ได้ต้นทุนต่ำสำหรับภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจ เช่น ภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ในอนาคต

จากข้อมูลประกอบข้างต้นจะเห็นว่าถึงแม้ประเทศไทยจะมีแหล่งพลังงานในประเทศทั้งที่เป็นก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ แต่ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วหากไม่มีการค้นพบและพัฒนา

เพิ่ม จะมีอายุอยู่ได้เพียงได้ราว 8-10ปีเท่านั้น ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องส่งเสริมและสนับสนุนให้มีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งปิโตรเลียมต่าง ๆ ในประเทศไทยมากขึ้น

2. การเปลี่ยนแปลงของภูมิรัฐศาสตร์โลก[4]

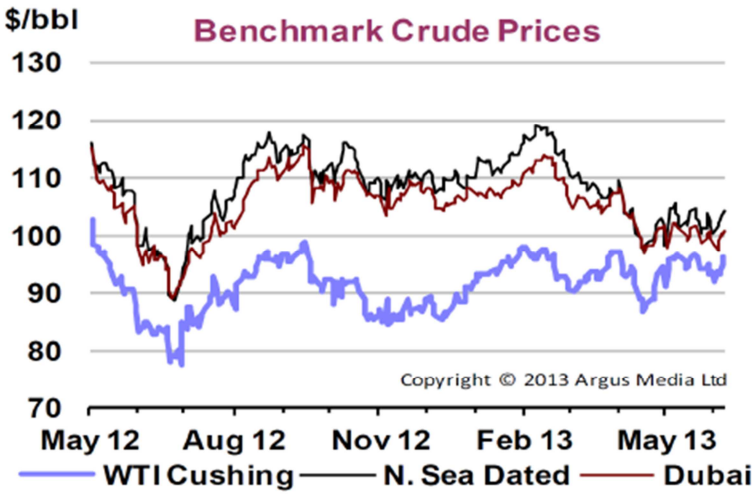
ประเด็นท้าทายต่อความมั่นคงทางพลังงานและการกำหนดนโยบายต่างประเทศด้านพลังงานของไทย คือ การเปลี่ยนแปลงของสถานการณ์พลังงานโลกและภูมิรัฐศาสตร์ของมหาอำนาจทางเศรษฐกิจซึ่งหน่วยงานของไทยจะต้องจับตาการเปลี่ยนแปลงอย่างใกล้ชิด เพื่อวิเคราะห์ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นได้ หากพิจารณาในมิติด้านแนวโน้มสถานการณ์พลังงานโลก จะพบว่า ในอนาคตจะมีการปรับเปลี่ยนอุปสงค์และอุปทาน และหากอ้างถึง แผนภาพที่ 2-5 พลังงานในภูมิภาคต่าง ๆ ทั่วโลก ในด้านอุปสงค์คาดการณ์ว่า ความต้องการน้ำมันในกลุ่มประเทศ ที่เป็นสมาชิกองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Organisation for Economic Co-operation and Development – OECD) จะอยู่ในระดับที่ไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ขณะที่ในอนาคตสหรัฐฯ อาจเป็นผู้ผลิต และส่งออก Shale Gas ไปยังต่างประเทศ ทำให้สามารถลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากตะวันออกกลางได้

ในอีก 20 ปีข้างหน้า ประเทศกำลังพัฒนาในเอเชีย โดยเฉพาะจีนและอินเดีย จะเป็นประเทศที่มีปริมาณอุปสงค์น้ำมันมากที่สุดของโลก และทั่วโลกจะหันมาให้ความสำคัญกับการใช้พลังงานทดแทนมากขึ้น ในด้านอุปทาน แอฟริกาและลาตินอเมริกาจะกลายเป็นประเทศผู้ผลิตน้ำมันที่สำคัญในอนาคต เนื่องจากกลุ่มประเทศโอเปคผลิตน้ำมันได้ลดลง นอกจากนี้ มหาสมุทรอาร์กติกและดินแดนขั้วโลกเหนือก็จะกลายเป็นพื้นที่ที่หลายประเทศ เช่น รัสเซีย เดนมาร์กและไอร์แลนด์ เข้าไปจับจอง และขุดเจาะน้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ มาใช้ภายหลังจากที่เทคโนโลยีทางการขุดเจาะ และสำรวจก้าวหน้าไปอีกระดับหนึ่ง ซึ่งในการนี้ จะเป็นการช่วยเปิดเส้นทางการขนส่งสินค้าและพลังงานเชื่อมต่อระหว่างยุโรปกับจีนด้วย

---

[4] "ความมั่นคงทางพลังงาน และนโยบายการฑูตของไทย", (ออนไลน์) เข้าถึงได้จาก http://www.infa.go.th/business/th/home, 2556

<u>แผนภาพที่ 2-17</u> ความผันผวนของราคาน้ำมัน



ที่มา: Argus, 2013

หากพิจารณาในมิติด้านภูมิรัฐศาสตร์ของมหาอำนาจทางเศรษฐกิจ และพลังงานที่ผ่านมา จะพบว่า มหาอำนาจ เช่น จีน และรัสเซีย ได้ให้ความสำคัญต่อการครอบครองหรือสร้างอิทธิพลในประเทศที่เป็นแหล่งพลังงานมากขึ้น เช่น กรณีของจีน ซึ่งมีความต้องการด้านพลังงานสูงเพื่อพัฒนาเศรษฐกิจจีนให้ความสำคัญต่อแนวนโยบาย “การทูตพลังงาน” โดยสร้างความสัมพันธ์กับประเทศในเอเชียกลาง เอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ตะวันออกกลาง อเมริกาใต้ แอฟริกา และยุโรป เพื่อนำไปสู่ความร่วมมือด้านพลังงาน เช่น การลงนามในข้อตกลงด้านพลังงานกับเมียนมาร์ ซึ่งครอบคลุมถึงโครงการผลิตไฟฟ้าพลังน้ำ การลงทุนสำรวจ และขุดเจาะน้ำมันและก๊าซ การสร้างท่อส่งน้ำมันและก๊าซจากเมียนมาร์ไปยังมณฑลยูนนานของจีน นอกจากนี้ รัฐวิสาหกิจด้านพลังงาน เช่น กลุ่ม China National Petroleum Corporation (CNPC) กลุ่ม Petro China กลุ่ม China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) และกลุ่ม China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) ยังได้เข้าไปลงทุนในประเทศที่เป็นแหล่งพลังงานต่าง ๆ อีกทั้งจีนยังได้ใช้ประโยชน์จากเงินทุนสำรองระหว่างประเทศเพื่อดำเนินกลยุทธ์ น้ำมันแลกเงินกู้ ถ่านหินแลกเงินกู้ หรือก๊าซแลกเงินกู้ กับประเทศที่เป็นแหล่งพลังงานสำคัญ เช่น รัสเซีย คาซัคสถาน เวเนซูเอลา บราซิล เอกวาดอร์ โบลิเวีย กานา และเติร์กเมนิสถานด้วย ขณะที่รัสเซียเองก็ได้เพิ่มอิทธิพลด้านพลังงานลงมาทางใต้ในเขตทะเลสาบแคสเปียน ซึ่งได้กลายเป็นแหล่งพลังงานที่ถูกค้นพบแหล่งที่ใหญ่ที่สุด และเป็นจุดที่รัสเซียถือเป็นจุดยุทธศาสตร์ที่สำคัญ เนื่องจากก๊าซจากแหล่งทะเลสาบแคสเปียนจะทำให้รัสเซียสามารถมีก๊าซเพียงพอที่จะส่งไปยังยุโรปใต้ ตามเส้นทางที่กำลังมีโครงการสร้างท่อก๊าซ South Stream ที่ยาวกว่า 3,300 กิโลเมตร ที่จะพาดผ่านจอร์เจีย ตุรกี

บัลแกเรีย ต่อไปจนถึงอิตาลี ถือเป็นการส่งสัญญาณว่า รัสเซียกำลังแพร่ขยายกองกำลังลงใต้เพื่อเพิ่มอิทธิพลทางการปกครองและผลประโยชน์ทางพลังงานของตน

นอกจากนี้ ปัจจัยทางด้านภูมิรัฐศาสตร์ในกลุ่มประเทศผู้ผลิตที่ทวีปแอฟริกาและตะวันออกกลางในปัจจุบันยังอาจส่งผลกระทบต่อการผลิต และราคาน้ำมันในอนาคตได้ เช่น สถานการณ์ในอียิปต์ซึ่งมีการชุมนุมประท้วงโค่นล้มรัฐบาล ซีเรีย ซึ่งได้รับแรงหนุนจากอิหร่านที่ประกาศว่า การโจมตีใด ๆ จากต่างประเทศต่อซีเรียถือเป็นการโจมตีโดยตรงต่ออิหร่าน ขณะที่ฝ่ายต่อต้านรัฐบาลซีเรียได้ยื่นข้อเสนอให้มีการเปิดเจรจาในประเทศที่สาม เยเมน ซึ่งมีเหตุลอบวางระเบิดท่อขนส่ง Marib ซึ่งทำให้คณะผู้แทนองค์การสหประชาชาติต้องเดินทางไปเยือนเยเมนเพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนถ่ายอำนาจ อิรัก ซึ่งมีความขัดแย้งระหว่างเขตปกครองอิสระ Kurdistan และรัฐบาลกลางส่งผลให้ประเทศอิรักผลิตน้ำมันดิบลดลงมาต่ำลง และอิหร่านซึ่งเคยขู่ปิดช่องแคบฮอร์มุซ แต่ปัจจุบันก็มีสัญญาณที่ดีเกี่ยวกับความพยายามที่จะคลี่คลายความขัดแย้งระหว่างอิหร่าน - สหรัฐซึ่งรองประธานาธิบดีโจเซฟ ไบเดน ของสหรัฐฯ ได้แถลงว่า สหรัฐฯ พร้อมจะเปิดการเจรจากับอิหร่านโดยตรงเพื่อแก้ปัญหาโครงการนิวเคลียร์ของอิหร่าน เป็นต้น

จากสถานการณ์ความผันผวนในกลุ่มประเทศผู้ผลิตแถบตะวันออกกลางดังกล่าว ประเทศผู้นำเข้าน้ำมันดิบรายใหญ่อย่างญี่ปุ่น จึงจำเป็นต้องหานโยบายด้านการพลังงานที่ลดการพึ่งพาการนำเข้าจากกลุ่มตะวันออกกลางลง หนึ่งในนโยบายนั้นได้แก่ การจัดระบบการสะสมปิโตรเลียม (Petroleum Stockpiling System) โดยญี่ปุ่นได้มุ่งเน้นมายังกลุ่มผู้ผลิตในประเทศแถบเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ และจัดตั้งเป็น ASEAN+3 ซึ่งเป็นความร่วมมือระหว่าง ประเทศในกลุ่ม ASEAN (เจ้าของสัมปทานแหล่งปิโตรเลียม), ญี่ปุ่น (สนับสนุนด้านการเงิน), จีน (สนับสนุนด้านการตลาด) และ เกาหลี (สนับสนุนด้านเทคนิคและพาณิชย์)

สถานการณ์พลังงานโลกและภูมิรัฐศาสตร์ที่เปลี่ยนไปดังกล่าวนี้ มีความสำคัญและจำเป็นที่ไทยจะต้องให้เข้าใจถึงผลที่อาจกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงานของไทยในอนาคต และไทยคงต้องร่วมมือกับประเทศต่าง ๆ ในเวทีระหว่างประเทศมากขึ้น เนื่องด้วยเหตุผลที่ว่า ในปัจจุบันประเทศไทยต้องนำเข้าพลังงานทุกประเภท เนื่องจากผลิตไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ จึงต้องไปเสาะแสวงหาจากแหล่งพลังงานที่ต้องใช้เทคโนโลยีสูงขึ้น รวมทั้งในพื้นที่ห่างไกล ทำให้มีต้นทุนสูงขึ้น ซึ่งทุกประเทศต่างหวงแหนทรัพยากรพลังงานของตนเอง การส่งเสริมความสัมพันธ์อันดีระหว่างรัฐต่อรัฐ และการมุ่งเน้นตอบสนองความต้องการของประเทศเจ้าของทรัพยากรเป็นอันดับแรก จะช่วยให้บริษัทน้ำมันแห่งชาติสามารถเข้าไปสำรวจ และพัฒนาแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพได้ง่ายขึ้น การลงทุนในต่างประเทศของกลุ่ม ปตท. และหน่วยงานที่เกี่ยวข้องควรจะไปในลักษณะ Thailand Team คือ การเสาะแสวงหาพลังงาน และเพิ่มมูลค่าทรัพยากรพลังงานให้สูงที่สุด

เช่น การต่อยอดการผลิตก๊าซธรรมชาติในธุรกิจปิโตรเคมี รวมทั้งการหาลู่ทางในการลงทุนที่อาจจะเป็นประโยชน์ต่อบริษัทอื่นๆในประเทศไทยด้วย สิ่งสำคัญที่ต้องตระหนักถึงคือการทุ่มเทจัดหาทรัพยากรพลังงานอย่างเดียวไม่สามารถทำให้มีพลังงานใช้อย่างพอเพียงได้ แต่จะต้องใช้ให้มีประสิทธิภาพสูงสุดด้วย

3. ประเด็นโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

"สภาวะโลกร้อน (Global Warming)" เกิดจากการสะสมตัวเกินสมดุลของกลุ่มก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases) ในชั้นบรรยากาศโลก ทำให้รังสีส่วนหนึ่งของแสงอาทิตย์ที่ส่องผ่านมายังพื้นผิวโลกแล้วสะท้อนกลับขึ้นไปนั้นไม่สามารถเดินทางผ่านกลุ่มก๊าซฯ นี้ออกไปได้หมด เกิดเป็นปรากฏการณ์ "เรือนกระจก" ที่ทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยของโลกมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ส่งผลต่อเนื่องให้สภาพภูมิอากาศเปลี่ยนแปลง (Climate Change) และก่อให้เกิดผลกระทบต่อสมดุลของธรรมชาติบนโลก และการดำเนินชีวิตของมนุษย์ สัตว์ และพืชในระยะยาว

ตารางที่ 2-5 ประเภทของก๊าซเรือนกระจก

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gases)	ศักยภาพในการทำให้โลกร้อน (เทียบเท่ากับ คาร์บอนไดออกไซด์) (Global Warming Potential : GWP)	อายุคงอยู่ในชั้นบรรยากาศ (ปี) Atmospheric Lifetime (Year)
คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)	1	20 – 200
มีเทน (CH_4)	21	12
ไนตรัสออกไซด์ (N_2O)	310	120
ไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน (HFCs)	140 – 11.700	2 – 264
เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PCFs)	6,500 – 9,200	2,600 – 50,000
ซัลเฟอร์เฮกซาฟลูโอไรด์ (SF_6)	23,900	3,200

ที่มา: Climate Change,1995 , IPCC Second Assessment Report, US EPA, 2002

จากหลักฐานทางวิทยาศาสตร์ พบว่าการสะสมตัวอย่างเกินสมดุลของก๊าซเรือนกระจกนี้เกิดขึ้นจากกิจกรรมของมนุษย์ในรอบเวลาเพียง 150 กว่าปีมานี้ทั้งสิ้น ซึ่งตัวอย่างกิจกรรมของมนุษย์ที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อนและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศมีดังนี้

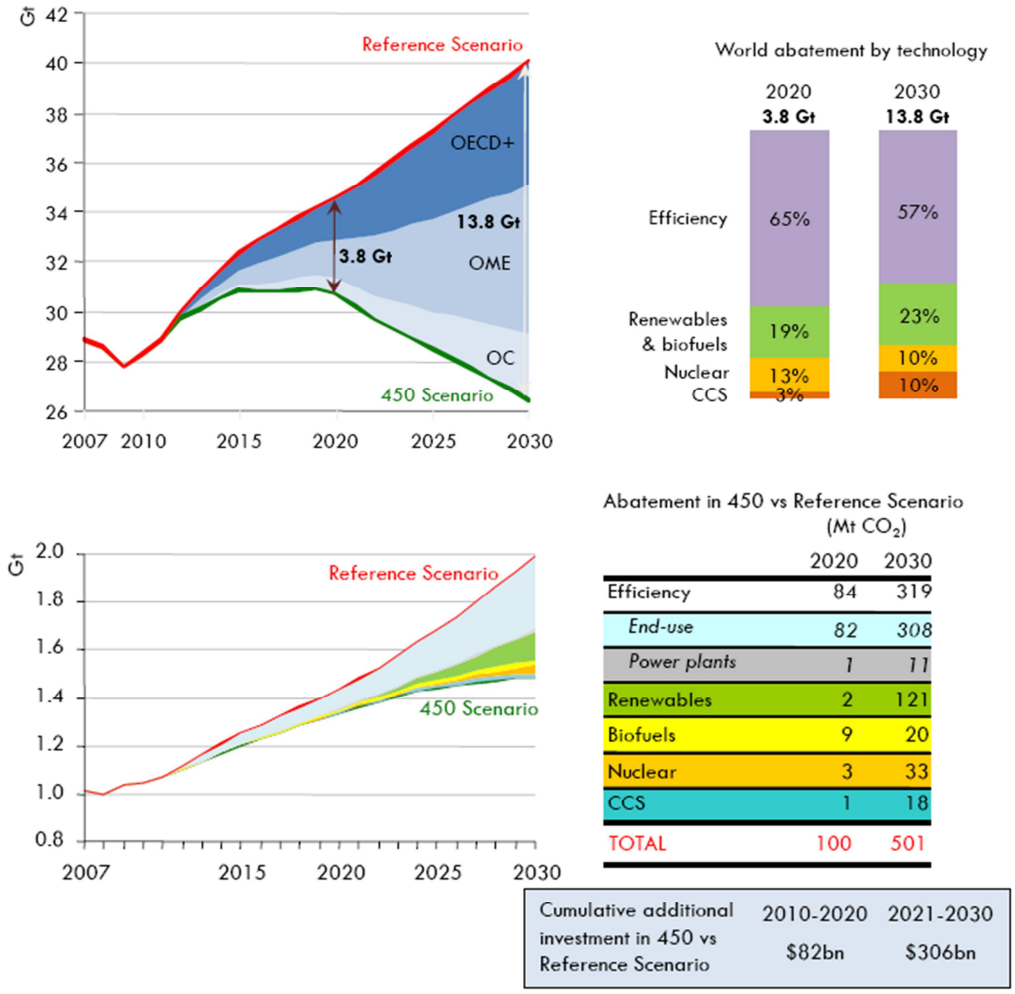
1. การเผาไหม้เชื้อเพลิงจากถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และการตัดไม้ทำลายป่า ซึ่งเป็นการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์
2. ขยะ น้ำเสีย และการปศุสัตว์ ซึ่งเป็นการปล่อยก๊าซมีเทน

3. ควันจากท่อไอเสียรถยนต์ ซึ่งเป็นการปล่อยก๊าซโอโซน

4. กระบวนการแปรรูปทางอุตสาหกรรม ซึ่งเป็นการปล่อยก๊าซฮาโลคาร์บอน เช่น คลอโรฟลูออโรคาร์บอน (CFC), ไฮโดรคลอโรฟลูออโรคาร์บอน (HFC) และ เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFC)

จากข้อมูลดังกล่าว ยังพบว่ามนุษย์เรากำลังก่อกวนสภาวะภูมิอากาศโลกโดยการเพิ่มปริมาณก๊าซ CO_2 ในบรรยากาศที่มาจากการแปรสภาพของคาร์บอนที่ฝังตัวอยู่ใต้ผืนโลกมานับล้านปี ภายในช่วงเวลาเพียงไม่ถึงร้อยปี ด้วยพลเมืองโลกที่เพิ่มขึ้นบวกกับพฤติกรรมการผลิตและบริโภคที่มากขึ้นเพื่อตอบสนองความต้องการทางเศรษฐกิจและคุณภาพชีวิตของมนุษย์ เราจึงจำเป็นต้องหาทางลดและบรรเทาการปล่อยก๊าซ CO_2 ก๊าซเรือนกระจก และอื่นๆ สู่บรรยากาศโลกโดยเร่งด่วน

<u>แผนภาพที่ 2-18</u> แนวทางและเป้าการปรับลด CO_2 (ของ โลกและกลุ่มประเทศอาเซียน)

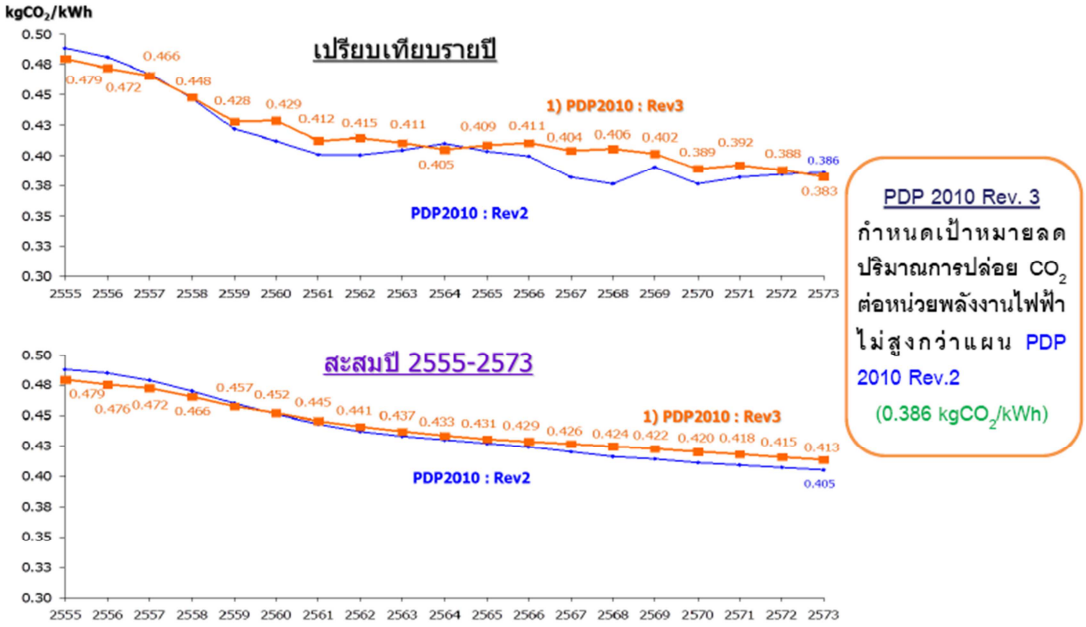


ที่มา: IEA World Energy Outlook, 2009

แม้ว่าไทยจะได้ลงนามและให้สัตยาบันในอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และได้ถูกจัดอยู่ในกลุ่ม Non-Annex I คือ ไม่มีพันธกรณี ในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากเมื่อเทียบกับประเทศอุตสาหกรรมและประเทศกำลังพัฒนาอื่นๆ แล้ว ไทยปล่อยก๊าซเรือนกระจกในสัดส่วนที่น้อยมาก โดยคิดเป็น ร้อยละ 0.6 แต่ไทยยังคงถูกจัดอันดับให้เป็นประเทศที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกอันดับ 22 ของโลก (ปี 2553) โดยภาคพลังงานมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากที่สุดถึง ร้อยละ 69.6 ของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ โดยส่วนใหญ่มาจากการผลิตไฟฟ้า ร้อยละ 42 สาขาขนส่ง ร้อยละ 28 และสาขาอุตสาหกรรม ร้อยละ 19.3

เพื่อบรรเทาปัญหาที่เกี่ยวกับปัญหาโลกร้อน และอุปสรรคทางการค้าซึ่งเกิดจากการเติบโตของภาคพลังงานในระบบเศรษฐกิจ รัฐบาลไทยจึงให้ความสำคัญต่อการรักษาสิ่งแวดล้อมควบคู่ไปกับความมั่นคงทางพลังงาน โดยในแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ ฉบับที่ 11 ได้ระบุชัดเจนว่า ประเทศไทยจะต้องปรับกระบวนทัศน์การพัฒนา และขับเคลื่อนประเทศไปสู่การเป็นเศรษฐกิจและสังคมคาร์บอนต่ำและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม ขณะที่ต้องพัฒนาเศรษฐกิจและยกระดับคุณภาพชีวิตให้คนในสังคมไทยด้วย นอกจากนี้ รัฐบาลยังมีนโยบายลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานด้วย โดยแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (ปี 2554-2573) ตั้งเป้าหมายลดระดับการใช้พลังงานต่อผลผลิตลง ร้อยละ 25 ส่งผลต่อการประหยัดพลังงานขั้นสุดท้ายในปี 2573 รวม 38,000 กิโลตันน้ำมันดิบต่อปี ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลง 130 ล้านตัน และรัฐบาลยังได้กำหนดให้พลังงานทดแทนเป็นวาระแห่งชาติ และตั้งเป้าหมายสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานทั้งหมด ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลง 76 ล้านตัน ทั้งนี้ เชื่อว่าพลังงานทดแทนจะเป็นเครื่องมือสำคัญในการบรรเทาวิกฤตราคาพลังงาน ลดภาวะโลกร้อน รวมทั้งสร้างความมั่นคงด้านพลังงานให้แก่ประเทศได้

แผนภาพที่ 2-19 แนวทางและเป้าการปรับลดก๊าซเรือนกระจกของไทย



ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2555

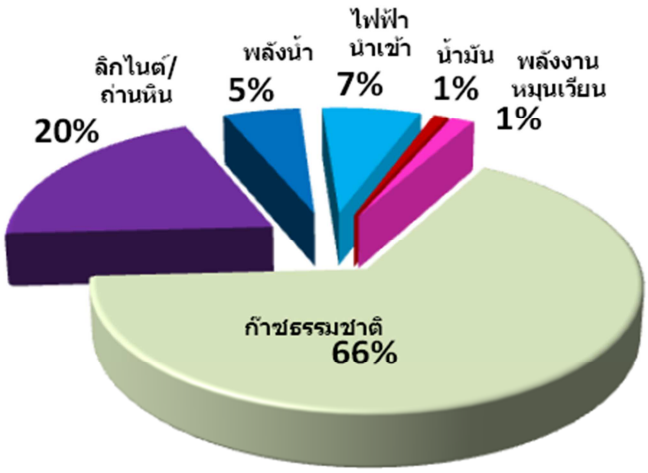
ดังนั้น ในแง่ของการดำเนินนโยบายการค้า และนโยบายการต่างประเทศในเวทีโลก ประเทศไทยจึงควรเน้นว่าได้ดำเนินการในการแก้ไขปัญหาโลกร้อนอย่างเต็มกำลัง และการจะดำเนินการใดๆ ที่เกี่ยวกับมาตรการ เพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจะต้องไม่ส่งผลกระทบต่อผลประโยชน์ของประเทศ และการพัฒนาด้านต่างๆ จะต้องไม่หยุดชะงักเนื่องจากข้อกำหนดเรื่องการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

4. การกระจายความเสี่ยงทางพลังงาน

การส่งเสริมการถ่ายทอดเทคโนโลยีและการลงทุนด้านพลังงานทดแทนและพลังงานสะอาดอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อใช้เป็นแหล่งผลิตพลังงานทดแทนน้ำมันและก๊าซธรรมชาติและการกระจายความเสี่ยงด้านพลังงานเป็นประเด็นท้าทายอีกประการหนึ่งของความมั่นคงทางพลังงานของไทย

ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศโดยรวมเพิ่มขึ้นประมาณ 1,500 เมกะวัตต์ต่อปี โดยเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าในปัจจุบันนั้นแบ่งได้เป็น 2 ประเภทคือ เชื้อเพลิงหลัก เช่นก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน และเชื้อเพลิงเสริม เช่นพลังงานทดแทนต่างๆ ซึ่งปัจจัยความเสี่ยงที่สำคัญในปัจจุบันคือการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าอยู่ในระดับที่สูงมากเกินไป ดังที่ได้แสดงในแผนภาพที่ 2-20

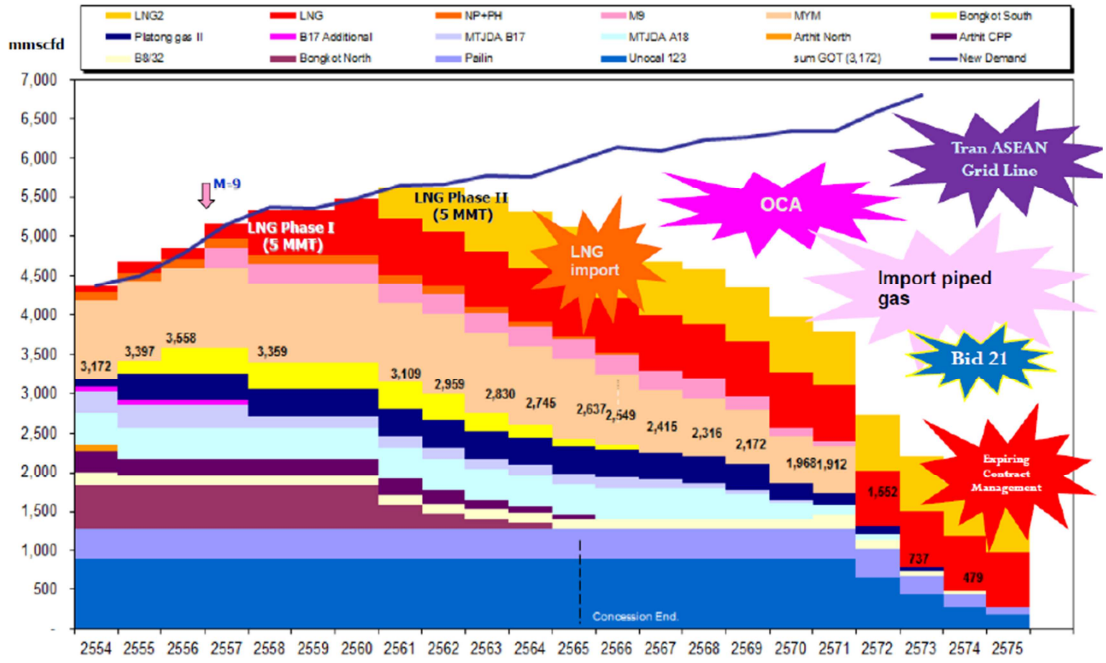
<u>แผนภาพที่ 2-20</u> สัดส่วนเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของไทย



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, มค. – มิย. 2556

การผลิตก๊าซจากอ่าวไทยจะเหลือใช้ในระดับดังกล่าวได้อีกเพียงประมาณ 7-8 ปี และการเปิดประมูลโรงไฟฟ้ารอบใหม่ 5,400 เมกะวัตต์หากจะกำหนดให้ใช้เป็นก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักเท่านั้น ประเทศอาจจะมีความเสี่ยงในเรื่องของต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้า ที่อาจต้องขึ้นกับราคาการนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ หรืออักนัยหนึ่ง ความเสี่ยงของพลังงานไทยคือการต้องพึ่งพาพลังงานจากภายนอก เช่นกรณีนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ ซึ่งหากในอนาคตสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์มีความต้องการบริโภคภายในประเทศเพิ่มมากขึ้นจากการเปิดประเทศจะทำให้ไม่สามารถส่งก๊าซให้ประเทศไทยได้อย่างเพียงพอกับความต้องการ ฉะนั้นในอนาคตประเทศไทยอาจต้องซื้อไฟฟ้าจากโครงการนิวเคลียร์ ที่กำลังพัฒนาในประเทศเวียตนาม ซึ่งในกรณีนี้ประเทศไทยจะเสียดุลการค้ามากยิ่งขึ้นอีกจากการนำเข้าพลังงาน

<u>แผนภาพที่ 2-21</u> ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทย



ที่มา: กระทรวงพลังงาน, มค. – มิย. 2556

กล่าวโดยสรุป ทางเลือกของประเทศไทยในตอนนี้เพื่อลดความเสี่ยงต่อการพึ่งพาเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่งในปริมาณที่มากเกินไปเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า มีดังนี้

1. โรงไฟฟ้าถ่านหิน
2. โรงไฟฟ้านิวเคลียร์

ทั้งนี้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจำเป็นต้องให้ความรู้ความเข้าใจต่อสาธารณชนเกี่ยวกับพลังงานนิวเคลียร์และโรงไฟฟ้าถ่านหินเทคโนโลยีสะอาด และให้ความสำคัญต่อการพัฒนาความร่วมมือด้านพลังงานนิวเคลียร์ในเรื่องของความปลอดภัยและมาตรฐานด้านต่างๆเพื่อรองรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ในอนาคตด้วย

นอกจากพลังงานจากก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน ประเทศไทยมีศักยภาพสูงในการนำพืชพลังงานและพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้ แต่ปัจจุบันการใช้พลังงานทดแทนยังไม่มากเท่าที่ควร (ตาราง 2-6) เนื่องจากต้องใช้เงินลงทุนสูง หากพัฒนาให้มีต้นทุนถูกลงและมีประสิทธิภาพมากขึ้นจะสามารถลดการใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิลได้ อันจะเป็นผลดีต่อประเทศในการลดการนำเข้าเชื้อเพลิง อีกทั้งยังเป็นการกระจายเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงาน โดยไม่ต้องพึ่งพาพลังงานใดพลังงานหนึ่งมากเกินไป

<u>แผนภาพที่ 2-22</u> ศักยภาพพลังงานทดแทนในประเทศไทย

ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2555

ด้วยเหตุที่กล่าวไปข้างต้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องพัฒนาในส่วนของพลังงานทดแทน เพื่อเพิ่มเป้าหมายสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเป็นร้อยละ 25 ของการใช้พลังงานรวมภายใน 10 ปี (พ.ศ. 2564) โดยไม่รวม NGV โดยรัฐได้จัดให้มียุทธศาสตร์ที่สำคัญ 6 ยุทธศาสตร์ ประกอบด้วย

1. การส่งเสริมให้ชุมชนมีส่วนร่วม (พลังงานชุมชน)
2. มาตรการจูงใจ SPP/VSPP-Renewable (Feed-in-Tariff, ภาษี, ฯลฯ)
3. มาตรการจูงใจ และปรับแก้ไขกฎระเบียบฯให้เอื้อต่อ Gasohol, Biodiesel
4. ปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ระบบสายส่ง/จำหน่าย
5. ประชาสัมพันธ์ สร้างความรู้ความเข้าใจ
6. ส่งเสริมงานวิจัยและพัฒนา (Research and Development – R&D) พลังงานทดแทนแบบครบวงจร

ซึ่งในการดำเนินงานตามแผนนี้มีเป้าหมายที่สำคัญในปี 2564 ตามที่ได้แสดงในตาราง 2-6

ตารางที่ 2-6 สถานภาพกำลังผลิตของพลังงานทดแทนของไทยในปัจจุบันและเป้าหมายในปี 2564

ประเภท	หน่วย	กำลังการผลิต/การใช้ ณ ปัจจุบัน	เป้าหมายปี 2564
ไฟฟ้า			
1. พลังงานลม (Wind)	MW	7.28	1,200
2. พลังงานแสงอาทิตย์ (Solar)	MW	75.45	2,000
3. พนังงานน้ำ (Hydro)	MW	86.39	1,608
4. ชีวมวล (ไฟฟ้า)	MW	1,751-	3,630
5. ก๊าซชีวภาพ	MW	137.51	600
6. ขยะ	MW	13.45	160
7. พลังงานรูปแบบใหม่ผลิตไฟฟ้า	MW	-	3
ความร้อน			
8. แสงอาทิตย์	ktoe	1.98	100
9. ชีวมวล (Bio-mass)	ktoe	3,285.97	8,200
10. ก๊าซชีวภาพ (Bio-gas)	ktoe	378.66	1,000
11. ขยะ (MSW)	ktoe	1.26	35
เชื้อเพลิงชีวภาพ			
12. เอทานอล (Ethanol)	ML/Day	1.30	9.0
13. ไบโอดีเซล (Bio-Diesel)	ML/Day	1.62	5.97
14. เชื้อเพลิงใหม่ทดแทนดีเซล	ML/Day	-	25.0

ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2555

ในส่วนของความร่วมมือด้านพลังงานทดแทนกับต่างประเทศ รัฐบาลไทยได้ให้ความเห็นชอบในการสมัครเข้าเป็นสมาชิกขององค์การการพลังงานหมุนเวียนระหว่างประเทศ (International Renewable Energy Agency – IRENA) ซึ่งมีประเทศสมาชิกและองค์กรที่ลงนามเข้าร่วมเป็นสมาชิกรวมกว่า 160 แห่งทั่วโลก การเข้าเป็นสมาชิกของ IRENA จะมีส่วนช่วยให้ไทยสามารถเข้าถึงข้อมูลเชิงวิชาการและข้อมูลสถิติด้านพลังงานที่ทันสมัย สามารถขอทุนวิจัยหรือฝึกอบรม และแลกเปลี่ยนผู้เชี่ยวชาญและนำหรือถ่ายทอดเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนมาประยุกต์ใช้ให้เหมาะสมได้ นอกเหนือจากการเสริมสร้างปฏิสัมพันธ์กับต่างประเทศ

5. การใช้พลังงานอย่างไม่มีประสิทธิภาพ

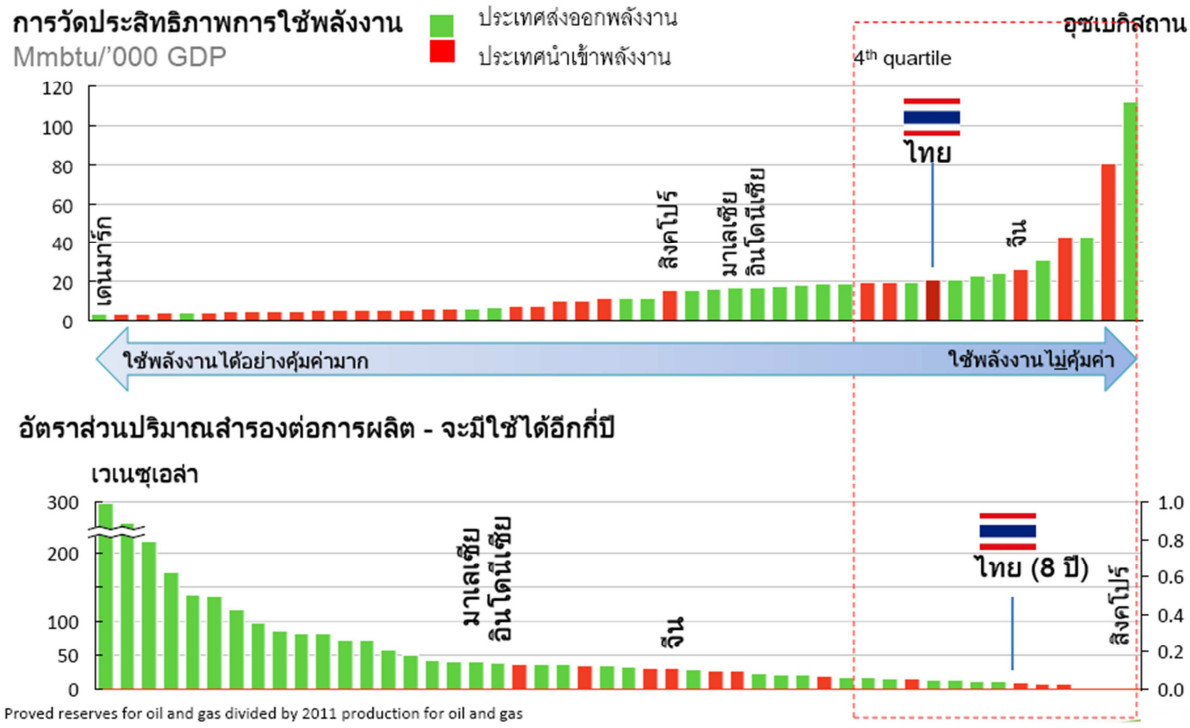
ประสิทธิภาพการใช้พลังงานนั้นสามารถวัดได้จากความยืดหยุ่นการใช้พลังงาน (Energy Elasticity) และ การใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวม (Energy Intensity)

Energy Elasticity (EE) หรือความยืดหยุ่นการใช้พลังงาน คืออัตราการขยายตัวของการใช้พลังงานต่ออัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ ซึ่งประเทศที่มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ดี จะมีค่าความยืดหยุ่นการใช้พลังงานที่ต่ำกว่า 1

Energy Intensity (EI) หรือการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมจะลดลงเมื่อประสิทธิภาพการใช้พลังงานและโครงสร้างทางเศรษฐกิจนั้นดีขึ้น

สืบเนื่องจากการใช้พลังงานเป็นสาเหตุหลักของภาวะโลกร้อนตามที่ได้กล่าวไว้แล้วในตอนต้น ดังนั้นการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจึงเป็นปัจจัยสำคัญของการลดภาวะโลกร้อน

<u>แผนภาพที่ 2-23</u> ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของไทย



ที่มา: BP Statistical Review, Global Insightม EIA, 2009

แผนภาพที่ 2-23 แสดงถึงประสิทธิภาพการใช้พลังงานของไทยที่ยังอยู่ในระดับที่ต่ำ ด้วยเหตุนี้หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องจึงได้มี การปรับปรุงแผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี (2553-2573)

ซึ่งได้ตั้งเป้าหมายที่จะลดความเข้มการใช้พลังงาน (Energy Intensity) ลงร้อยละ 25 ในปี 2573 เมื่อเทียบกับปี 2553 หรือต้องการลดการใช้พลังงานลงให้ได้อย่างน้อย 38,200 ktoe โดยปรับให้มี 3 มาตรการในการดำเนินการ ได้แก่

1. มาตรการด้านกฎหมาย ซึ่งหมายถึงการกำหนดมาตรฐานการบริหารจัดการพลังงานในโรงงาน/อาคารควบคุม มาตรฐานการออกแบบอาคารอนุรักษ์พลังงาน และมาตรฐานเครื่องจักร อุปกรณ์ประหยัดพลังงานและการติดฉลาก

2. มาตรการด้านการบริหาร เพื่อสนับสนุนการส่งเสริมเงินทุน สินเชื่อ ESCO Fund สิทธิประโยชน์ทางภาษี การให้เงินสนับสนุนแบบให้เปล่า (Direct Subsidy ร้อยละ 20)

3. มาตรการด้านสังคม เพื่อส่งเสริมและสร้างจิตสำนึกให้แก่ประชาชน มีจุดมุ่งหมายในการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมการใช้พลังงาน

โดยมาตรการต่างๆในการสนับสนุนการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน รวมถึงการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพสามารถสรุปพอสังเขปได้ดังต่อไปนี้

1. การส่งสัญญาณต้นทุนราคาพลังงานที่ถูกต้อง

2. การใช้ข้อมูลการดำเนินการการอนุรักษ์และการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานแก่ผู้บริโภคและผู้ใช้พลังงานภาคส่วนต่างๆ

3. การแบ่งปันความเสี่ยงกับผู้ผลิตและผู้ดำเนินมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานด้วยมาตรการทางภาษีและการเงิน (เช่น Loan, Subsidy, Tax Credit)

4. การสนับสนุนการศึกษาวิจัย

5. การใช้กลไกสนับสนุนทางการเงิน

6. การใช้กฎระเบียบ การบังคับใช้ที่เกี่ยวข้องกับอุปกรณ์ไฟฟ้าและอุปกรณ์ด้านพลังงานต่างๆ

ตารางที่ 2-7 ผลที่คาดว่าจะได้รับจากแผนการส่งเสริมและปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

ภาคเศรษฐกิจ	เป้าหมายการลดใช้พลังงาน ในปี 2573 (ktoe)	เป้าหมายการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ($MtonCO_2$)
ขนส่ง	15,100	47
อุตสาหกรรม	16,100	50
อาคารธุรกิจขนาดใหญ่	3,600	20
อาคารธุรกิจขนาดเล็กและที่พักอาศัย	3,400	13
รวม	**38,200**	**130**

ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2555

นอกจากนั้น ในปัจจุบันได้กำหนดให้มีมาตรการในการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานและการปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงาน ดังนี้

1. องค์กรและแผนการดำเนินงาน
   - 1.1 มีองค์กรรับผิดชอบโดยตรง
   - 1.2 มีแผนดำเนินการชาติและเป้าหมายที่บังคับ
2. กฎระเบียบ/มาตรการ/มาตรฐานบังคับ
   - 2.1 Building Code
   - 2.2 กำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพการใช้พลังงานขั้นต่ำของอุปกรณ์และการติดฉลากแสดงประสิทธิภาพฯอุปกรณ์ไฟฟ้า/อุปกรณ์ด้านพลังงาน
   - 2.3 มาตรการบังคับอื่นๆ เช่นการกำหนดให้รายงานการใช้พลังงาน, การกำหนดผู้ดูแลด้านพลังงานการบังคับการทำ Energy Audit และแผนอนุรักษ์พลังงาน
3. ข้อกำหนดระดับบังคับของการลดการใช้พลังงาน (ในยุโรปส่วนใหญ่)
4. การให้ข้อมูล การประชาสัมพันธ์สร้างจิตสำนึก
5. มาตรการด้านภาษีและการเงิน
   - 5.1 ด้านการเงินเพื่อชดเชยเงินลงทุน ได้แก่ Investment Subsidy, Soft Loan
   - 5.2 ด้านการคลัง/มาตรการภาษี ได้แก่ Accelerated Depreciation, Tax Credit, Tax Reduction
6. การส่งเสริมและสนับสนุนธุรกิจ ESCOs (Energy service company or energy savings company)

7. การลดการใช้พลังงานของรถยนต์

7.1 การเก็บเงินค่าใช้ถนน เช่นในทางพิเศษ และการเข้าพื้นที่จราจรติดขัด เป็นต้น

7.2 การติดฉลากแสดงประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงและการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

7.3 การกำจัดรถเก่าออกนอกระบบ โดยการใช้กฎหมาย ให้โบนัส และลดภาษี

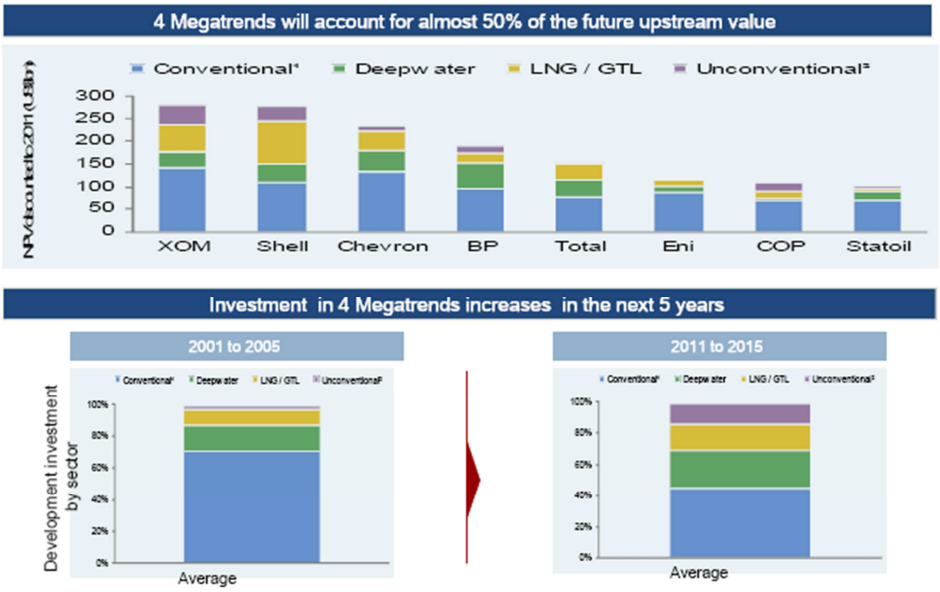
7.4 การส่งเสริมการใช้ Biofuel

7.5 มาตรการทางภาษีสำหรับ Biofuel, Eco Car, LEV (Low Emission Vehicles), และภาษีป้าย

6. การพัฒนาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อย่างคุ้มค่าทางเศรษฐกิจด้วยวิธีการผลิตปิโตรเลียมปกติ (Unconventional Resource Development)

แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมทั่วไป (Conventional Reservoir) เป็นการกักเก็บของปิโตรเลียมในชั้นหินกักเก็บที่ส่วนมากเป็นหินทรายหรือหินปูน และสามารถผลิตได้โดยอาศัยแรงดันของปิโตรเลียมในหินกักเก็บ ทำให้สามารถไหลผ่านท่อขึ้นมาสู่ผิวดินได้ตามธรรมชาติ ซึ่งปริมาณสำรองจากแหล่งกักเก็บประเภทนี้นับวันมีแต่จะลดน้อยถอยลง

<u>แผนภาพที่ 2-24</u> สัดส่วนการลงทุนของบริษัทน้ำมันชั้นนำ จำแนกตามประเภทแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



ที่มา: Wood Mackenzie, 2011

ส่วน Unconventional Reservoir หมายถึง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อย่างคุ้มค่าทางเศรษฐกิจด้วยวิธีการผลิตปิโตรเลียมปกติ (เช่น มีอัตราการไหลต่ำมาก หรือไม่สามารถไหลได้ตามธรรมชาติ) แหล่งกักเก็บเหล่านี้จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีเฉพาะที่ทันสมัย มีความสลับซับซ้อนและมีราคาสูง ซึ่งในปัจจุบันบริษัทน้ำมันส่วนใหญ่เริ่มให้ความสนใจลงทุนศึกษาและพัฒนา ตัวอย่างแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเหล่านี้ได้แก่

6.1 Tight gas คือ ก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในหินกักเก็บที่มีความพรุนต่ำมาก และความสามารถในการ ไหลต่ำมาก จึงมีความจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีที่สามารถเพิ่มความสามารถในการไหลของชั้นหินนั้น เช่น โดยการทำให้เกิดรอยแตกในชั้นหินนั้นๆ

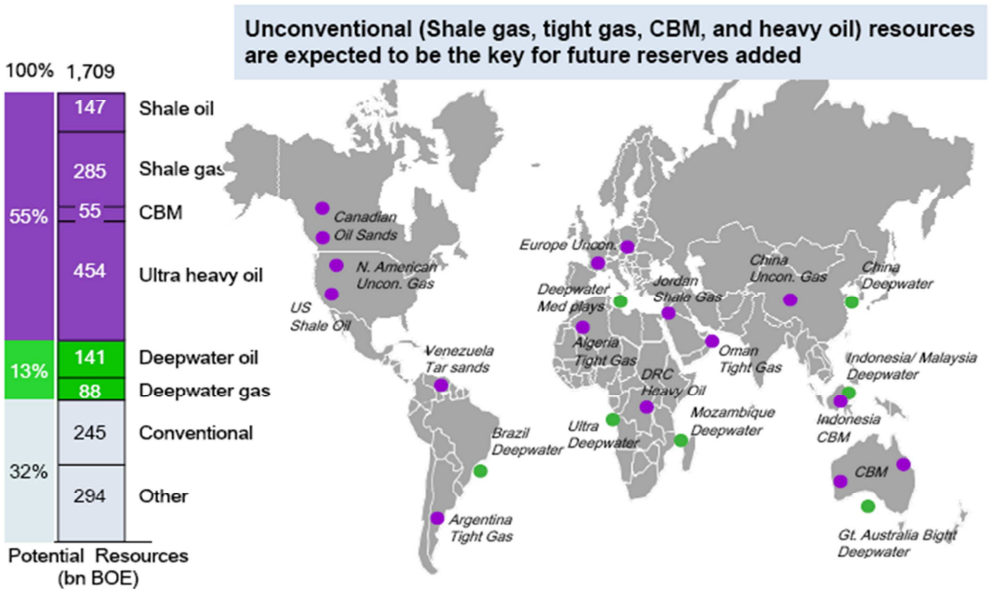
6.2 Gas hydrate คือ ก๊าซธรรมชาติที่จับตัวกับโมเลกุลของน้ำในสภาวะที่มีความดันสูงและอุณหภูมิต่ำ ทำให้มีลักษณะเป็นของแข็งเหมือนก้อนน้ำแข็ง ซึ่งเมื่อละลายแล้วจะแยกตัวเป็นก๊าซธรรมชาติและน้ำที่อยู่ในสถานะของเหลว

6.3 Heavy oil คือ น้ำมันดิบที่มีความหนืดสูงเกินกว่าที่จะสามารถผลิตได้โดยวิธีการปกติ จึงจำเป็นที่จะต้องมีการให้ความร้อน หรือเจือจางเพื่อที่จะลดความหนืดลงและสามารถนำขึ้นมาสู่พื้นผิวได้ สำหรับกรณีแหล่งกักเก็บประเภทหินทรายที่มีปิโตรเลียมที่เหนียวมากหรือเกือบจะเป็นของแข็งจะเรียกว่า Oil Sand หรือ Tar Sand ซึ่งต้องอาศัยความร้อน เช่นจากไอน้ำร้อนช่วยในการผลิต

6.4 Shale gas/oil คือ ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันในชั้นหินดินดาน (Shale) ซึ่งเป็นหินเนื้อละเอียดมาก มีความสามารถให้น้ำซึมผ่านได้ต่ำมาก ทำให้ไม่สามารถผลิตได้โดยวิธีการปกติ ต้องอาศัยเทคโนโลยีที่ทำให้เกิดรอยแตกขึ้นในชั้นหิน เพื่อเพิ่มความสามารถให้การไหลของก๊าซธรรมชาติและน้ำมันได้ดีขึ้น

6.5 Coal bed methane (CBM) คือ ก๊าซมีเทนในชั้นถ่านหินที่เกิดจากกระบวนการเกิดถ่านหิน (Coalification) การนำก๊าซมีเทนดังกล่าวขึ้นมาใช้ประโยชน์อาจต้องอาศัยการสูบน้ำออกจากหลุมเจาะ เพื่อลดแรงดันและปล่อยให้ก๊าซไหลออกมาได้ หรืออาจต้องทำให้ชั้นถ่านหินเกิดรอยแตกมากขึ้น (Fracturing) เพื่อช่วยให้ก๊าซแยกตัวออกมาจากถ่านหินได้เร็วขึ้น

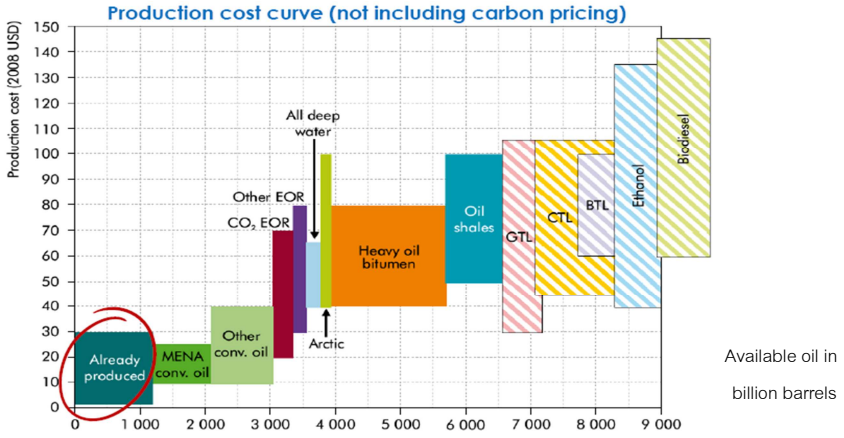
<u>แผนภาพที่ 2-25</u> แผนที่แสดงแหล่ง Unconventional ในภูมิภาคต่างๆของโลก



ที่มา: GSB CSA Analysis, 2011

จากการสำรวจทั่วโลกพบว่ามีปริมาณปิโตรเลียมประเภท Unconventional อยู่ในทุกภูมิภาคของโลก ซึ่งมีปริมาณมหาศาล แต่อย่างไรก็ตามการผลิตปิโตรเลียมเหล่านี้ยังคงมีข้อจำกัดที่สำคัญคือ ต้นทุนการผลิตที่สูงกว่าต้นทุนการผลิตตามปกติอยู่มาก

<u>แผนภาพที่ 2-26</u> เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตปิโตรเลียม จากแหล่งแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประเภทต่างๆ



ที่มา: IEA, 2010

ในปัจจุบันได้เริ่มมีการสำรวจและพัฒนาการนำก๊าซธรรมชาติและน้ำมันจาก แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประเภท Unconventional มาใช้ประโยชน์ในประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศอื่นๆ เช่น อินเดีย ออสเตรเลีย จีน ทวีปยุโรป และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ โดยเฉพาะในประเทศสหรัฐอเมริกานั้น การผลิต ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันจากชั้นหินดินดาน (Shale) ถือเป็นการพลิกโฉมครั้งสำคัญในประวัติศาสตร์อุตสาหกรรมของประเทศสหรัฐอเมริกาและของโลกเลยทีเดียว

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมประเภท Unconventional ในประเทศไทยที่ค้นพบ มีทั้ง Coal Bed Methane และ Oil Shale ในพื้นที่ภาคเหนือและ Shale Gas ทั้งในภาคเหนือและภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แต่แหล่งที่ค้นพบเป็นเพียงแหล่งขนาดเล็กและไม่คุ้มค่าในเชิงพาณิชย์หากมีการลงทุนในปัจจุบัน อย่างไรก็ตาม หน่วยงานที่เกี่ยวข้องควรที่จะให้ความสำคัญกับทรัพยากรปิโตรเลียมเหล่านี้ โดยทำการสำรวจและศึกษาวิเคราะห์ศักยภาพและพยายามหาแนวทางเพื่อที่จะสามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้ให้เกิดประโยชน์สูงสุดต่อประเทศต่อไป

7. การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีอายุมาก

การได้มาซึ่งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันหรือปิโตรเลียมนั้นอาศัยปัจจัยหลายประการ ปัจจุบันเทคโนโลยีที่ใช้อยู่นั้น ไม่สามารถนำปิโตรเลียมขึ้นมาได้หมดทั้งหมด ซึ่งโดยทั่วไปวงจรการผลิตปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกได้เป็นสามช่วง ดังนี้ [5]

ช่วงที่ 1 หรือ Primary Recovery

การได้มาซึ่งปิโตรเลียมในช่วงนี้มักเกิดขึ้นจากการไหลได้เองโดยธรรมชาติโดยอาศัยความดันในชั้นปิโตรเลียม หรือการใช้ปั๊มต่างๆเพื่อให้เกิดการไหลของปิโตรเลียม ซึ่งในช่วงนี้การได้มาซึ่งปิโตรเลียมสำหรับน้ำมันดิบสามารถนำขึ้นมาได้ร้อยละ 5-15 ของที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บเท่านั้น แต่ก๊าซธรรมชาติอาจจะสามารถนำขึ้นมาได้มากกว่าคือประมาณร้อยละ 50-70

ช่วงที่ 2 หรือ Secondary Recovery

เมื่อผลิตปิโตรเลียมเป็นระยะเวลาหนึ่งๆ ความดันในชั้นหินจะลดต่ำลงจนไม่สามารถผลิตได้ ดังนั้นในช่วงที่ 2 นี้ เทคโนโลยีที่ใช้จะเป็นเทคโนโลยีเพื่อการเพิ่มความดันในชั้นปิโตรเลียม เช่นการอัดน้ำ (Water Injection) หรือการอัดก๊าซ (Gas Injection or Gas Lift) ซึ่งในช่วงนี้การได้มาซึ่งปิโตรเลียมสำหรับน้ำมันดิบจะเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 30-45 แต่ก๊าซธรรมชาติอาจจะเพิ่มขึ้นอีกเพียงร้อยละ 10 อย่างไรก็ตาม เทคโนโลยีที่เกิดขึ้นหลังจากช่วงที่ 1 นั้น เป็นเทคโนโลยีที่มีเงินลงทุนสูง

ช่วงที่ 3 หรือ Tertiary Recovery หรือ Enhanced Oil Recovery (EOR)

ช่วงนี้เป็นช่วงที่มีการลงทุนสูงมาก เมื่อเทียบเป็นค่าใช้จ่ายต่อหนึ่งหน่วยปิโตรเลียม หรืออาจจะกล่าวได้ว่าเป็นช่วงที่มีค่าใช้จ่ายหรือการลงทุนสูงที่สุด เทคโนโลยีในช่วงที่ 3 นี้ จะเป็นเทคโนโลยีที่เปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของปิโตรเลียม ซึ่งจะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการไหลของปิโตรเลียม ซึ่งอาจทำได้ด้วยการใช้สารเคมี (Surfactant) เพื่อลดแรงตึงผิวระหว่างน้ำมันดิบและน้ำ หรือการใช้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพื่อลดความหนืดของน้ำมันดิบ เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีในช่วงที่

[5] "ความจริงประเด็นร้อนปิโตรเลียม 2557" ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านวิศวกรรมปิโตรเลียมม, 2557

3 นี้นับว่าสามารถนำน้ำมันดิบขึ้นมาเพิ่มอีกประมาณร้อยละ 5-15 ทั้งนี้การเลือกเทคโนโลยีต่างๆมาผลิตน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาตินั้นจะต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ด้วย

ในประเทศไทยนั้น แหล่งผลิตปิโตรเลียมที่สำคัญ ไม่ว่าจะอยู่บนบก (แหล่งน้ำมันสิริกิติ์) หรือในทะเล (แหล่งก๊าซบงกช) อยู่ในช่วงที่ 2 และ ช่วงที่ 3 ของวงจรการผลิตปิโตรเลียมดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ดังนั้นการบริหารจัดการกำลังการผลิตจากแหล่งเหล่านี้ด้วยต้นทุนการผลิตที่เหมาะสมถือเป็นความท้าทายอีกประการหนึ่งของผู้ดำเนินการสัมปทานรายต่างๆในปัจจุบัน

8. กฎหมายและข้อบังคับการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ในฐานะหน่วยงานกำกับดูแลการประกอบกิจการปิโตรเลียมตาม พระราชบัญญัติปิโตรเลียมปี พ.ศ. 2514 ดำเนินการในการกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมทั้งในทะเลและบนบก ได้ร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง (กรมควบคุมมลพิษ กรมสรรพากร สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นต้น) และผู้รับสัมปทาน จัดทำแนวทางปฏิบัติ ดังนี้

8.1 จัดทำแนวทางปฏิบัติในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของประเทศไทย (Decommissioning Guideline of Thailand E&P Installations, DGTI) ซึ่งประกอบด้วยแนวทางด้าน เทคนิค สิ่งแวดล้อม กฎหมาย และการเงิน มีวัตถุประสงค์เพื่อกำกับดูแลการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมทั้งในทะเลและบนบกเพื่อให้เป็นไปตามหลักเทคนิคและวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี มีความปลอดภัยและค่าใช้จ่ายที่เหมาะสม สามารถปฏิบัติได้จริง และสอดคล้องตามข้อกฎหมายระหว่างประเทศว่าด้วยการรื้อถอน โดยแนวทางปฏิบัติดังกล่าวได้ผ่านกระบวนการรับฟังความคิดเห็น (Public Hearing) จากผู้มีส่วนได้ส่วนเสียแล้ว

8.2 จัดทำแนวทางการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการ ปิโตรเลียม (Decommissioning Environmental Assessment Guideline, DEAG) เป็นแนวทางให้ผู้รับสัมปทานสำหรับจัดทำรายงานประเมินด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อเตรียมมาตรการป้องกันและลดผลกระทบที่อาจเกิดจากการดำเนินงานรื้อถอนที่จะเกิดขึ้น มีวัตถุประสงค์เพื่อกำกับดูแลการจัดการสิ่งแวดล้อม การจัดการของเสียที่ปล่อยทิ้งและของเสียที่ปนเปื้อน เพื่อไม่ให้สิ่งติดตั้งหรือหลุมผลิตที่ทำการรื้อถอนในการประกอบกิจการปิโตรเลียมเป็นอุปสรรคหรือเป็นอันตรายต่อบุคคล สัตว์ พืช หรือ กิจกรรมอย่างอื่นในพื้นที่นั้น รวมถึงการขนส่ง การเกษตร การประมง และ

การเดินเรือภายหลังทำการรื้อ ถอนสิ่งติดตั้งหรือหลุมผลิต พร้อมทั้งมีมาตรการสำหรับติดตามตรวจสอบคุณภาพสิ่งแวดล้อมภายหลังการรื้อถอนโดยหน่วยงานภายนอก ซึ่งต้องมีคุณสมบัติเหมาะสมกับประเด็นที่ดำเนินการติดตามตรวจสอบ เช่น การตรวจสอบคุณภาพน้ำ ผู้ดำเนินการต้องเป็นผู้มีใบอนุญาตตามกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น ทั้งนี้ การศึกษาผลกระทบก่อนการรื้อถอน ผู้รับสัมปทานต้องประเมินด้านสิ่งแวดล้อมในการวางแผน โดยต้องจัดทำขั้นตอนการพัฒนาในพื้นที่และให้มีส่วนร่วมของสาธารณชนในระหว่างการจัดทำรายงานผลการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมเพื่อนำเสนอให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณา โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะนำแนวทางการประเมินด้านสิ่งแวดล้อมจากการรื้อถอนสิ่งติดตั้งในการประกอบกิจการปิโตรเลียม (DEAG) มาใช้ เพื่อการกำกับดูแลตามกระบวนการรื้อถอนต่อไป

โดยที่ผ่านมา กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ยกร่างกฎกระทรวงว่าด้วยเรื่องการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง 2 ฉบับนำเสนอต่อคณะรัฐมนตรี ได้แก่

1. กฎกระทรวงว่าด้วยการยื่นแผนงานการรื้อถอนและประเมินค่าใช้จ่ายในการรื้อถอน
2. กฎกระทรวงว่าด้วยการวางหลักประกันการรื้อถอนสิ่งติดตั้ง

ถึงแม้ว่าขณะนี้คณะรัฐมนตรีให้ความเห็นชอบในหลักการร่างกฎกระทรวงฯ ทั้ง 2 ฉบับ และอยู่ระหว่างการพิจารณาเนื้อหาเป็นรายมาตราโดยสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกา แต่รายละเอียดของกฎระเบียบในภาคของการปฏิบัติจริงยังมีความไม่ชัดเจนอยู่พอสมควร ซึ่งถือเป็นความเสี่ยงของผู้รับสัมปทานทั้งรายที่ดำเนินการอยู่แล้วและรายใหม่ที่กำลังพิจารณาที่จะเข้ามาลงทุน เนื่องด้ายค่าใช้จ่ายในการรื้อถอนสิ่งติดตั้งที่ใช้ในการประกอบกิจการปิโตรเลียมมักมีมูลค่าสูงและในหลายๆกรณีจะมีผลกระทบที่รุนแรงต่อจุดคุ้มทุนของโครงการลงทุน

บทบาทและหน้าที่หน่วยงานภาครัฐและผู้ดำเนินการรับสัมปทาน

1. บทบาทหน้าที่ความรับผิดชอบกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ชธ.) มีบทบาทและภารกิจหลักในการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมของประเทศในด้านการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองความต้องการของประเทศอย่างมั่นคงและยั่งยืน จัดเก็บรายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากนี้ยังมีบทบาทในการกำกับดูแลด้านการสำรวจและการผลิตปิโตรเลียมให้ดำเนินไปอย่างเรียบร้อยมีความปลอดภัยและคำนึงถึงผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมที่ได้มาตรฐาน และไม่ก่อให้เกิดอันตรายต่อสุขภาพของประชาชน รวมทั้งส่งเสริม กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชนในการร่วมคิด ร่วมดูแล และร่วมตัดสินใจในการ

ดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศให้พัฒนาได้อย่างยั่งยืน และช่วยประเทศในการจัดหาพลังงานได้อย่างมั่นคง

การบริหารงานสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในประเทศไทยของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ประกอบด้วยงานด้านสัมปทานปิโตรเลียม การสำรวจ การผลิต การประเมินปริมาณสำรอง และการจัดเก็บรายได้ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม นอกจากนั้น ยังรวมถึงการวางแผนการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองต่อความต้องการใช้ปิโตรเลียมในปัจจุบันและในอนาคต โดยการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศ หาแหล่งใหม่เพิ่มขึ้น รวมถึงการพัฒนาปิโตรเลียมในเขตพื้นที่ที่ทับซ้อนกับประเทศเพื่อนบ้าน ซึ่งปัจจุบันได้แก่พื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย และได้มีการเจรจาเพื่อหาแนวทางในการพัฒนาและแก้ไขปัญหาปิโตรเลียมในพื้นที่ทับซ้อนกับประเทศกัมพูชามาโดยลำดับในปัจจุบันการดำเนินงานเพื่อแก้ไขปัญหาพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชาอยู่ในขั้นตอนของการเจรจาระหว่างรัฐบาลไทยและรัฐบาลกัมพูชา ทั้งนี้หากรัฐบาลทั้งสองสามารถเจรจาตกลงกันได้อย่างรวดเร็วคาดว่าต้องใช้เวลาอีกอย่างน้อย 10 ปี ในการดำเนินการยกร่างกฎหมายที่เกี่ยวข้อง จัดตั้งองค์กรร่วมรวมทั้งสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีบทบาทในการประสานงานเพื่อให้เกิดการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่ทับซ้อนอย่างยั่งยืน

2. ปตท.สผ. ในฐานะผู้ดำเนินการรับสัมปทาน

ในปัจจุบัน ปตท.สผ.ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติในขั้นต้นน้ำ (Upstream) ได้ดำเนินการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ต่างๆในประเทศไทย หลายโครงการ เช่น แหล่งบงกช แหล่งอาทิตย์ แหล่งสิริกิติ์ เป็นต้น และถือเป็นผู้ผลิตปิโตรเลียมใหญ่เป็นอันดับ 2 รองจากบริษัท เชฟรอนประเทศไทย โดยมีส่วนแบ่งการผลิต ร้อยละ27 นอกจากนั้น ยังดำเนินการสำรวจศักยภาพปิโตรเลียมเพิ่มเติมทั้งในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในอ่าวไทย และทะเลอันดามันอีกหลายแปลง ซึ่งจะใช้งบประมาณการลงทุนในประเทศกว่า ร้อยละ50 ของงบการลงทุนของบริษัททั้งหมดใน 5 ปีข้างหน้า

สำหรับภารกิจในการลงทุนต่างประเทศ จะเป็นส่วนเสริมความมั่นคงในการจัดหาเพื่อแสวงหาและพัฒนาแหล่งพลังงานใหม่ๆ เนื่องจากประเทศไทยยังจะต้องนำเข้าพลังงานในปริมาณสูงขึ้นต่อเนื่อง โดยรัฐบาลไทยได้สนับสนุนบริษัทพลังงานของไทยไปลงทุนในต่างประเทศ โดยปัจจุบัน ปตท.สผ. ในฐานะบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแห่งชาติ มีการลงทุนใน 12 ประเทศในภูมิภาคต่างๆทั่วโลก ได้แก่สาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ กัมพูชา เวียดนาม อินโดนีเซีย โอมาน แอลจีเรีย ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ แคนาดา โมซัมบิก และเคนยา โดยมีโครงการที่สำคัญ เช่นโครงการผลิตก๊าซและน้ำมันที่แหล่งมอนทาราในออสเตรเลีย ซึ่งได้เริ่มการ

ผลิตเมื่อเดือนมิถุนายน 2556 ที่ผ่านมา โครงการซอติก้าในสาธารณรัฐแห่งสหภาพเมียนมาร์ที่คาดว่าจะเริ่มการผลิตได้ในปี 2557 โครงการแอลจีเรีย 433A และ 416B คาดว่าจะเริ่มการผลิตภายในปี 2557 และโครงการผลิตน้ำมันจาก Oil Sand ในแคนาดาคาดว่าจะเพิ่มกำลังการผลิตได้ในช่วง 5-10 ปีต่อจากนี้ โดยมีสัดส่วนการผลิตรวมจากต่างประเทศร้อยละ20 ของยอดการผลิตทั้งหมด และมีเป้าหมายที่จะเพิ่มสัดส่วนการผลิตขึ้นเป็นกว่า ร้อยละ50 ใน 6 ปีหน้า

ประโยชน์ทางตรงและทางอ้อมจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ในปี พ.ศ.2516 บริษัทน้ำมันนานาชาติผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมได้สำรวจพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยและได้พัฒนาผลิตขึ้นใช้ประโยชน์ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ต่อมาได้สำรวจพบแหล่งน้ำมันดิบพื้นที่บนบกและผลิตขึ้นมาขายและกลั่นในประเทศ ประเทศไทยก็มีศักยภาพปิโตรเลียมมากขึ้น เปิดโอกาสให้บริษัทน้ำมันแห่งชาติของไทยได้เจรจาเข้าร่วมทุนและประกอบกิจการกับบริษัทน้ำมันนานาชาติ ได้รับการถ่ายทอดเทคโนโลยี ความรู้และประสบการณ์จนต่อมาสามารถประกอบธุรกิจพึ่งพาตนเองได้

การให้สัมปทานปิโตรเลียมเป็นการเปิดโอกาสให้บริษัทน้ำมันทั้งในประเทศและต่างประเทศได้นำเทคโนโลยี และเงินลงทุนเข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมทำให้ประเทศไทยได้รับข้อมูลจากการสำรวจปิโตรเลียมในพื้นที่ต่างๆมากมาย เช่นข้อมูลทางธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ข้อมูลหลุมเจาะ และเป็นการพิสูจน์ทราบว่าที่ใดบริเวณใดมีศักยภาพปิโตรเลียม โดยที่รัฐบาลไม่ต้องเสียเงินลงทุน และยังได้นำข้อมูลมาใช้เพื่อการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศอีกด้วย ภายหลังการสำรวจพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ทรัพยากรปิโตรเลียมที่อยู่ใต้พื้นดินซึ่งเป็นของรัฐจะถูกผลิตขึ้นมา ทำให้ประเทศได้ใช้ประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียมโดยตรงในการพัฒนาประเทศให้เจริญก้าวหน้า โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า และเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ก่อให้เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่องอีกมากมาย

นับตั้งแต่เปิดให้สัมปทานในปีพ.ศ. 2514 จนถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554 ประเทศได้รับประโยชน์จากการให้สัมปทานพื้นที่บนบก อ่าวไทย และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ประโยชน์ที่ประเทศไทยได้รับจากการให้สัมปทานปิโตรเลียมที่สำคัญสรุปได้ดังนี้

1. ประโยชน์ทางตรง

รายได้ต่อรัฐ

ในปีพ.ศ. 2556 ประเทศสามารถจัดหาปิโตรเลียมเพื่อใช้ในประเทศเฉลี่ยกว่า 870,000 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน แบ่งออกเป็นก๊าซธรรมชาติ 3,000 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน น้ำมันดิบ

150,000 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) 92,000 บาร์เรลต่อวัน หรือคิดเป็นร้อยละ 44 ของความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศ

กิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสามารถสร้างรายได้ในแต่ละปีคิดเป็นมูลค่าไม่น้อยกว่า 1 ล้านล้านบาท จะเห็นได้จากมูลค่ารวมของปิโตรเลียมสะสม (ตั้งแต่ปีพ.ศ. 2514 - 2554) ที่ผลิตได้ในประเทศเท่ากับ 3.415 ล้านล้านบาท (ไม่รวมรายได้จากองค์กรร่วม ไทย-มาเลเซีย) โดยรัฐได้รับรายได้ในรูปค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษรวมกันเท่ากับ 1.116 ล้านล้านบาท และเมื่อหักเงินลงทุนของบริษัทผู้ผลิตน้ำมัน จำนวน 1.461 ล้านล้านบาทแล้ว ผลประโยชน์ที่บริษัทเอกชนได้รับเท่ากับ 0.788 ล้านล้านบาท โดยมีสัดส่วนการแบ่งผลประโยชน์จากกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายระหว่างรัฐกับเอกชนเท่ากับร้อยละ 60 ต่อ 40

ผู้รับสัมปทานเมื่อลงทุนพัฒนาแหล่งจนผลิตและขายปิโตรเลียมได้ จะต้องจ่ายค่าภาคหลวงให้รัฐในอัตราร้อยละ 5-15 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย และเมื่อผู้รับสัมปทานเริ่มมีกำไรรายปีจะต้องเสียภาษีเงินได้ปิโตรเลียมให้แก่รัฐในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิในปีนั้น นอกจากนั้น รัฐยังมีรายได้จากผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) ซึ่งเป็นเงินที่เก็บเมื่อผู้รับสัมปทานมีรายได้รายปีสูงเกินควรอันเกิดจากปัจจัยที่ไม่ได้เกี่ยวกับเงินลงทุน เช่น ราคาปิโตรเลียมสูงขึ้นมากในช่วงนั้น หรือ ผลิตได้มากกว่า ที่ได้คาดการณ์ไว้ เป็นต้น

กล่าวโดยสรุป รายได้รัฐที่จัดเก็บจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน มี 3 ประเภท คือ

1.1 ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม

ค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจัดเก็บจากผู้รับสัมปทานที่มีการผลิตและขายปิโตรเลียม โดยแบ่งเก็บตามประเภทของผู้รับสัมปทานซึ่งมี 2 กลุ่ม คือ

1.1.1 ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 1 อยู่ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ก่อนการแก้ไขในปี พ.ศ. 2532 (Thailand I) เสียค่าภาคหลวงในอัตราร้อยละ 12.5 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย ได้แก่ผู้รับสัมปทานบริเวณอ่าวไทย ที่แหล่งเอราวัณและใกล้เคียง แหล่งไพลิน แหล่งนางนวล แหล่งบงกช แหล่งจัสมิน และบริเวณบนบก ที่แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์แหล่งก๊าซน้ำพอง และแหล่งก๊าซสินภูฮ่อม

1.1.2 ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 2 อยู่ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติปิโตรเลียม หลังการแก้ไขในปี พ.ศ. 2532 (Thailand III) เสียค่าภาคหลวงในอัตราแบบขั้นบันไดตามระดับการผลิตในอัตรา ร้อยละ 5-15 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย ได้แก่ ผู้รับสัมปทานบริเวณอ่าวไทยที่แหล่งน้ำมันดิบทานตะวันและเบญจมาศ แหล่งบัวหลวง แหล่งสงขลา และบริเวณบนบกที่แหล่ง

น้ำมันดิบกำแพงแสนและอู่ทอง แหล่งน้ำมันดิบบึงหญ้าและบึงม่วง แหล่งน้ำมันดิบวิเชียรบุรีและศรีเทพ แหล่งบึงหญ้าตะวันตก หนองสา

รัฐบาลมีรายได้ในรูปของค่าภาคหลวงตาม พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 จากมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย และมีการจัดสรรค่าภาคหลวงปิโตรเลียมแหล่งบนบกให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (อบต. และ อบจ.) ตามนโยบายกระจายอำนาจการปกครองและรายได้สู่ท้องถิ่น โดยให้ท้องถิ่นที่เป็นแหล่งทรัพยากรได้รับการจัดสรรรายได้ที่รัฐฯได้รับจากการผลิตทรัพยากรเพื่อพัฒนาและสร้างความเจริญให้แก่ท้องถิ่น โดยเริ่มมีการจัดสรรตั้งแต่เดือนมิถุนายน 2539 เป็นต้นมา

ปัจจุบันค่าภาคหลวงที่จัดเก็บได้จากสัมปทานที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมบนบกอยู่ในเขตพื้นที่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่นตามประกาศคณะกรรมการการกระจายอำนาจให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น (1 กรกฎาคม พ.ศ.2544) จะส่งเป็นรายได้แผ่นดินร้อยละ 40 และจัดสรรให้องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ร้อยละ 60 ดังนี้

- อบต. และเทศบาลในเขตพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20
- อบต. และเทศบาลอื่นที่อยู่ในจังหวัดที่มีพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 10
- อบต. และเทศบาลที่อยู่ในจังหวัดอื่น (ทั่วประเทศ) ร้อยละ 10
- อบจ. ในเขตพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ร้อยละ 20

นับตั้งแต่ปีพ.ศ. 2524 เป็นต้นมาจนถึงปัจจุบันในปีพ.ศ. 2554 ผลประโยชน์ของประเทศในรูปของรายได้รัฐจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยรวมคิดเป็นมูลค่าถึง 1.08 ล้านล้านบาท จัดสรรให้ท้องถิ่น 20,708 ล้านบาท หรือคิดเป็นร้อยละ 1.9 ของรายได้รัฐทั้งหมด สำหรับค่าภาคหลวงจากแหล่งปิโตรเลียมในทะเล ส่งเป็นรายได้แผ่นดินทั้งหมดมิได้จัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น

1.2 ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

จัดเก็บในอัตราร้อยละ 50 จากกำไรสุทธิที่ผู้ได้รับสัมปทานได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมหลัง การหักต้นทุน และค่าใช้จ่ายจริงในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแล้ว ซึ่งถือว่าเป็นอัตราภาษีที่สูงมากเมื่อเทียบกับธุรกิจอื่นๆ โดยบริษัทที่มีรายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายแล้วเหลือเป็นกำไรสุทธิและเริ่มเสียภาษีตั้งแต่ปี พ.ศ. 2528 ถึงปัจจุบันมีจำนวน 20 ราย ทั้งนี้การจัดเก็บภาษีเงินได้ในอัตราดังกล่าว จะบังคับใช้ทั้งในกลุ่มผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 1 (Thailand I) และผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 3 (Thailand III)

1.3 ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ

เป็นหลักเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 (Thailand III) ใช้บังคับสำหรับผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมที่ได้รับสัมปทานตั้งแต่ปี พ.ศ. 2532

เป็นต้นมา ใช้เรียกเก็บในกรณีผู้รับสัมปทานมีกำไรสูงกว่าปกติ (Windfall Profit) โดยพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่โดยใช้ต้นทุนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่ำ หรือได้รับประโยชน์จากการที่ราคาน้ำมันดิบในตลาดโลกมีราคาสูงมาก ทำให้ผู้รับสัมปทานมีกำไรรายปีสูงมาก การเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจะเป็นแบบขั้นบันไดร้อยละ 0-75 ของรายได้ปิโตรเลียมรายปีก่อนหักภาษี ซึ่งอัตราดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับสัดส่วนรายได้รายปีต่อความลึกหลุมเจาะสะสม

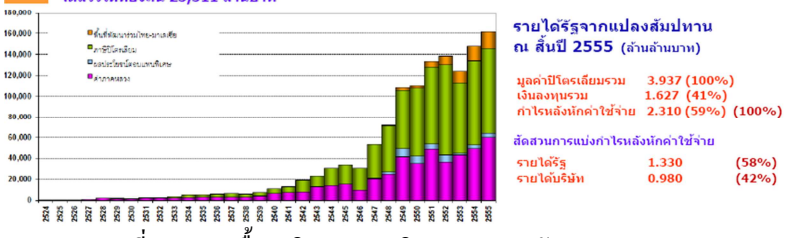
แผนภาพที่ 2-27 แสดงให้เห็นว่า ในปี 2555 รัฐได้รับรายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในแปลงสัมปทาน คิดเป็นมูลค่ารวมทั้งสิ้น 161,930 ล้านบาท ประกอบด้วยรายได้จากค่าภาคหลวงปิโตรเลียม 60,250 ล้านบาท ค่าเงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเท่ากับ 4,080 ล้านบาท นอกจากนั้นรัฐยังมีรายได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย 15,820 ล้านบาท

<u>แผนภาพที่ 2-27</u> รายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

รายได้รัฐรายปี (รวม MTJDA)	2549	2550	2551	2552	2553	2554	2555
ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม	35,228	37,354	49,092	36,533	43,555	49,700	60,250
รายได้จาก MTJA สำหรับพื้นที่ JDA	2,742	2,407	5,650	8,043	11,260	14,135	15,820
เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ*	7,810	7,197	4,743	6,925	1,780	3,390	4,080
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม*	56,460	65,540	74,251	87,220	67,680	81,250	81,780
รวม	102,240	112,500	133,740	138,720	124,275	148,475	161,930

* ปีที่ได้รับชำระ

หน่วย: ล้านบาท (ปีปฏิทิน)



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ในการพิจารณาสัดส่วนผลประโยชน์ที่ประเทศได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมจากระบบสัมปทาน (Concession System) จะต้องนำรายรับของผู้รับสัมปทานที่ได้จากการขายปิโตรเลียมไปหักต้นทุนและค่าใช้จ่าย (Cost & Expense) ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเสียก่อน จึงจะได้รายได้สุทธิหลังหักค่าใช้จ่าย ทั้งนี้รัฐจะจัดเก็บรายได้ในรูปของค่าภาคหลวงปิโตรเลียมบวกด้วยภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและบวกด้วยผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ โดยเมื่อพิจารณาจากมูลค่าการลงทุนรวมในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของทุกแปลงสำรวจตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 จนถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554 มีจำนวนต้นทุนและค่าใช้จ่ายสะสมทั้งสิ้นประมาณ 1.461 ล้าน ล้านบาท ขณะที่มูลค่าการขายปิโตรเลียมได้เป็นเงินสะสมประมาณ 3.415 ล้านล้านบาทคงเหลือเป็นรายได้สุทธิของผู้รับสัมปทานหลังหักค่าใช้จ่ายประมาณ 1.954 ล้านล้านบาท ซึ่งในจำนวนนี้รัฐจัดเก็บรายได้เป็นค่าภาคหลวง (คิดจากมูลค่าการขายถึงสิ้นปีพ.ศ. 2554) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและ

ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษรวมเป็นเงินสะสมประมาณ 1.116 ล้านล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนเงินเข้ารัฐทางตรงต่อรายรับสุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายที่สัดส่วนประมาณร้อยละ 60 และผู้รับสัมปทานที่ผลิตปิโตรเลียมทุกรายมีรายได้สุทธิสะสมประมาณ 0.788 ล้านล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนกำไรของบริษัทผู้ประกอบการต่อรายรับสุทธิหลังหักค่าใช้จ่ายที่ประมาณร้อยละ 40 เท่านั้น

ตารางที่ 2-8 สัดส่วนผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับบริษัทเอกชนในการประกอบกิจการปิโตรเลียม

ประเภทรายได้	ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 1 Thailand I	ผู้รับสัมปทานกลุ่มที่ 2 Thailand III	หน่วยงานที่จัดเก็บ
ค่าภาคหลวง (จากยอดขายหรือจำหน่าย)	ร้อยละ12.5 ของรายได้ (ชำระรายไตรมาส)	ร้อยละ 5-15 ของรายได้ (ชำระรายไตรมาส)	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	-	ร้อยละ 0-75 ของกำไรปิโตรเลียมประจำปีรายแปลงสำรวจ	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	ร้อยละ 50 ของกำไร	ร้อยละ 50 ของกำไร	กรมสรรพากร

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมขาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ตารางที่ 2-9 สรุปการจัดเก็บรายได้ของรัฐ จากการประกอบ กิจการปิโตรเลียม

รายได้ของผู้ได้รับสัมปทาน (ข้อมูลตั้งแต่ พ.ศ. 2524 ถึงสิ้นปี พ.ศ. 2554)	หน่วย : ล้านล้านบาท	คิดเป็นกำไร (ร้อยละ)
รายได้จากการขายปิโตรเลียม	3.415	
หักต้นทุนและค่าใช้จ่ายในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	1.461	
รวมรายได้หลังหักค่าใช้จ่าย	1.954	
รายได้รัฐประกอบด้วย		
ค่าภาคหลวง	0.427	
เงินผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	0.039	
ภาษีเงินได้	0.700	
รวมรายได้รัฐ	1.116	
สัดส่วนรายได้รัฐ : ผู้รับสัมปทาน		
รายได้รัฐ	1.116	ร้อยละ 60
รายได้ผู้รับสัมปทาน	0.788	ร้อยละ 40

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมขาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ลดการนำเข้าปิโตรเลียม และผลเชิงบวกกับอุตสาหกรรมต่อเนื่อง

การผลิตปิโตรเลียมได้เอง จะช่วยลดการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศ โดยจะเห็นได้จากปัจจุบันประเทศไทยจำเป็นต้องนำเข้าพลังงานคิดเป็นมูลค่าปีละกว่า 1.4 ล้านล้านบาท ซึ่งผลจากการผลิตในประเทศทำให้ลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ ลงปีละกว่า 3.75 แสนล้านบาท (ข้อมูล กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน) นอกจากนี้ การผลิตปิโตรเลียมได้เองยังก่อให้เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่องภายในประเทศได้แก่ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี อุตสาหกรรมการก่อสร้างแท่นและอื่นๆอีกด้วย

ส่งเสริมการจ้างงานในประเทศ

กิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ช่วยส่งเสริมการจ้างงานในประเทศ โดยในแต่ละปีมีการว่าจ้างงานโดยตรงกว่า 20,000 คน และในอุตสาหกรรมต่อเนื่องอีกไม่น้อยกว่า 150,000 คน นอกจากนั้นยังเป็นการถ่ายทอดพัฒนาเทคโนโลยีและความรู้ความชำนาญด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากผู้เชี่ยวชาญในอุตสาหกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากต่างประเทศให้แก่คนไทยอีกด้วย

2. ประโยชน์ทางอ้อม

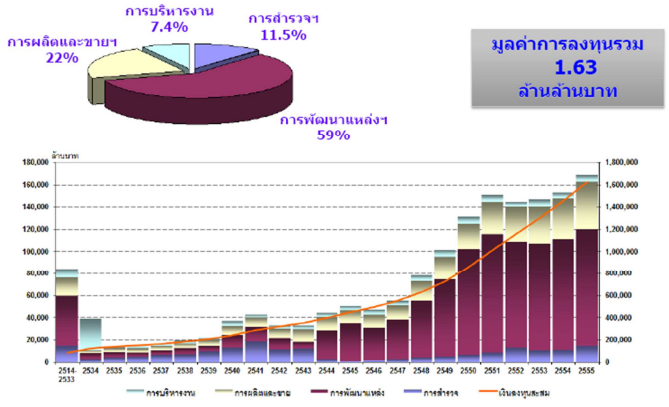
นอกเหนือจากประโยชน์ทางตรงที่ได้กล่าวมาแล้ว การดำเนินงานด้านสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ยังสามารถสร้างประโยชน์ทางอ้อมต่อประเทศทั้งในเชิงเศรษฐกิจและสังคม ผ่านทางหน่วยงานกำกับดูแลภาครัฐและบริษัทต่างๆที่ดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม อาทิเช่น การสนับสนุนการพัฒนาท้องถิ่นในกิจกรรมสาธารณประโยชน์ต่างๆ ในบริเวณเขตสัมปทาน หน่วยงานราชการส่วนท้องถิ่น และประชาชนในชุมชนยังได้รับผลประโยชน์โดยตรงจากการสนับสนุนกิจกรรมต่างๆที่เป็นสาธารณประโยชน์ เช่นทุนการศึกษาแก่นักเรียน การฝึกอบรมครูอาจารย์ การฝึกกีฬาให้เยาวชน รวมถึงการสนับสนุนกิจกรรมด้านวัฒนธรรมและศาสนาและการจ้างงานในท้องถิ่นเป็นต้น ซึ่งผลประโยชน์ต่างๆเหล่านี้อยู่นอกเหนือสัญญาสัมปทานระหว่างรัฐบาลและผู้รับสัมปทาน อย่างไรก็ดี กิจกรรมต่างๆดังกล่าวจะช่วยพัฒนาและส่งเสริมความเป็นอยู่ในท้องถิ่นให้ดีขึ้นในทุกๆด้าน ถือเป็นนโยบายและความรับผิดชอบต่อสังคมอย่างจริงจังและมุ่งเน้นการพัฒนาการศึกษาและการพัฒนาชุมชนอย่างยั่งยืน ซึ่งถือปฏิบัติควบคู่กันไปกับการพัฒนาแหล่งพลังงานของประเทศไทย

ด้านเศรษฐกิจ

กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยผู้รับสัมปทานต่างๆได้มีส่วนไม่มากก็น้อยในการกระจายรายได้ไปยังท้องถิ่น และขับเคลื่อนสังคมให้พัฒนา โดยผู้รับสัมปทานต่างๆ มักจะ

มีส่วนในการพัฒนาเศรษฐกิจของชุมชนในทุกที่ที่เข้าไปดำเนินงาน ไม่ว่าจะเป็นรูปแบบของการจ้างงาน การเพิ่มผลผลิตมวลรวมประชาชาติ การจ่ายภาษีให้กับรัฐบาล และการใช้วัตถุดิบภายในท้องถิ่น รวมถึงนโยบายจัดซื้อจัดจ้างสินค้า บริการที่สามารถหาได้ในประเทศ เช่น กำลังคน เรือสำรวจ/เรือขุดเจาะ การขนส่งสินค้าทางอากาศ การก่อสร้างแท่นขุดเจาะเป็นต้น

<u>แผนภาพที่ 2-28</u> เม็ดเงินลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

นอกจากนั้นโครงการจัดสร้างโครงสร้างพื้นฐานขนาดใหญ่ที่เกี่ยวข้องกับธุรกิจพลังงาน ไม่ว่าจะเป็นการสร้างเครือข่ายท่อส่งก๊าซ ท่อส่งน้ำมัน โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ของประเทศก็ถือเป็นอีกประโยชน์ของกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มี ต่อการเติบโตทางเศรษฐกิจของประเทศ

<u>ตารางที่ 2-10</u> โครงการจัดสร้างโครงสร้างพื้นฐานทางพลังงานที่สำคัญของประเทศไทย

ลำดับที่	โครงการ	ผู้รับผิดชอบโครงการ	ระยะเวลาดำเนินโครงการ
1.	ท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 4 บนบก	ปตท.	เริ่มปี 2557
2.	LPG Facilities	ปตท.	2554-2561
3.	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะนะ ชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์)	กฟผ.	2554-2557
4.	โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือชุดที่ 2 (800 เมกะวัตต์)	กฟผ.	2556-2558
5.	โรงฟ้าพลังความร้อนร่วมวังน้อย ชุดที่ 4 (800 เมกะวัตต์)	กฟผ.	2554-2557
6.	ระบบส่งเพื่อรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนหงสาลิกไนต์	กฟผ.	2554-2558
7.	LNG Receiving Terminal ระยะที่ 2	ปตท.	2556-2558
8.	ขยายระบบส่งไฟฟ้าหลักเพื่อรองรับโรงไฟฟ้าผู้ผลิตเอกชนรายเล็กระบบ Cogeneration (2,000 เมกะวัตต์)	กฟผ.	2556-2559

ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2555

ด้านสังคม

ประโยชน์ด้านสังคมครอบคลุมผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย 3 กลุ่ม คือ สังคม ชุมชน และพนักงาน โดยมีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในฐานะหน่วยงานราชการ ที่มีภารกิจหลักในการส่งเสริมเร่งรัดการสำรวจและพัฒนาแหล่งเชื้อเพลิงธรรมชาติในประเทศ ร่วมกับบริษัทเอกชนผู้รับสัมปทานดำเนินการสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียมเป็นฟันเฟืองสำคัญ โดยมีวัตถุประสงค์หลักคือเพื่อสร้างความสัมพันธ์กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย และเพื่อสนับสนุนผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อมในเชิงบวกต่อชุมชนและสังคมในวงกว้าง โดยให้ความสำคัญในการพัฒนาสังคมด้านการเรียนรู้ผ่านโครงการต่างๆอย่างต่อเนื่อง โดยมุ่งหวังให้ชุมชนและทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องมีความรู้และเข้าใจเกี่ยวกับการประกอบกิจการปิโตรเลียม รวมถึงให้ความสำคัญกับการพัฒนาทรัพยากรทางธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อคืนความสมดุลสู่ธรรมชาติ นอกจากนี้ยังได้มีการส่งเสริมให้ชุมชนมีคุณภาพชีวิตและสิ่งแวดล้อมที่ดีควบคู่ไปกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศอย่างยั่งยืนต่อไป

ตารางที่ 2-11 กลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสียประโยชน์ด้านสังคม

กลุ่มผู้มีส่วนได้ส่วนเสีย	วัตถุประสงค์
ชุมชน	เสริมสร้างความสัมพันธ์กับสมาชิกในชุมชนและปรับปรุงสภาพทางเศรษฐกิจและสังคมในท้องถิ่น
สังคม	เสริมสร้างภาพลักษณ์และชื่อเสียงตลอดจนอนุรักษ์วัฒนธรรมและทรัพยากรสิ่งแวดล้อม
พนักงาน	ปลูกจิตสำนึกความรับผิดชอบต่อสังคมและให้โอกาสพนักงานในการมีส่วนร่วมในทางบวกให้กับชุมชน

ที่มา: ปตท.สผ., 2556

ในปี 2556 ปตท. สผ. ในฐานะบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของคนไทยได้ใช้งบประมาณจำนวนกว่า 6.49 ล้านเหรียญสหรัฐฯในการสนับสนุนโครงการทางสังคมที่เชื่อได้ว่าจะเป็นประโยชน์ต่อชุมชน ท้องถิ่นได้อย่างยั่งยืน นอกจากนี้ยังได้จัดสรรงบประมาณอีกส่านหนึ่งราว 1.95 ล้านเหรียญสหรัฐฯใช้ในการบริจาคเพื่อการกุศล โดยตัวอย่างกิจกรรมหรือโครงการทางสังคมได้จัดแสดงไว้ในตาราง 2-12

ตารางที่ 2-12 กิจกรรมทางสังคม ของ ปตท.สผ.

โครงการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ผู้ได้รับผลประโยชน์	การดำเนินการและผลประโยชน์ที่จะได้รับ
โครงการเครือข่ายปิโตรเลียม	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	สื่อมวลชนและข้าราชการท้องถิ่น	อบรมเกี่ยวกับกระบวนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กฎหมายปิโตรเลียม และผลประโยชน์ที่จะได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เพื่อให้สามารถนำความรู้ที่ได้รับเผยแพร่ข้อมูล ให้แก่ชุมชน สร้างความเข้าใจเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
โครงการ Petroleum Summer School	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	เยาวชน	เสริมสร้างความรู้ความเข้าใจพื้นฐานด้านพลังงานและปิโตรเลียมให้สามารถเป็นตัวแทนในการเผยแพร่ความรู้ต่อไปยังบุคคลอื่นในสังคมได้ มุ่งเน้นให้เยาวชนที่จะก้าวเข้าสู่ตลาดแรงงานที่สนใจประกอบอาชีพเกี่ยวข้องกับวงการปิโตรเลียมได้ศึกษาข้อมูล ฝึกงาน ทัศนศึกษาในสถานที่ประกอบการจริง ตลอดจนแลกเปลี่ยนความคิดเห็น กับบุคลากรผู้มีประสบการณ์โดยตรงด้านปิโตรเลียม ซึ่งนำไปสู่การสร้างบุคลากรที่มีคุณภาพ สามารถ พัฒนาธุรกิจปิโตรเลียมให้เจริญก้าวหน้าต่อไป
โครงการปะการังสร้างอาชีพ	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	ชุมชนท้องถิ่น	โครงการเฉลิมพระเกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัว เนื่องในวโรกาสพระราชพิธีมหามงคลเฉลิมพระชนมพรรษา 7 รอบ 5 ธันวาคม 2554 สนับสนุนการฟื้นฟูทรัพยากรทางทะเลให้มีความสมดุลและสร้างกระบวนการมีส่วนร่วมจากภาคประชาชนในการแก้ไขปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม
โครงการพัฒนาเครือข่ายการมีส่วนร่วมของผู้มีส่วนได้เสียจากการพัฒนาปิโตรเลียม	กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	ผู้นำชุมชน ชมรม สมาคม ในพื้นที่กลุ่มประมง ครูและนักเรียน	เพื่อรับฟังความคิดเห็นและข้อกังวลของประชาชนในพื้นที่ที่มีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมทั้งถ่ายทอดองค์ความรู้เกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เพื่อให้สามารถนำความรู้ที่ได้ไปถ่ายทอดให้กับคนใกล้ชิดหรือคนในชุมชน
โครงการสู่ความเป็นเลิศทางกีฬากับ ปตท.สผ.	ปตท.สผ.	เยาวชน เกษตรกร บุคคลทั่วไป	เพิ่มระดับความเข้าใจถึงความปลอดภัย ส่งเสริมกิจกรรมกีฬา เพื่อสร้างเสริมสุขภาพและคุณภาพชีวิต รวมทั้งปรับปรุงการให้บริการและการเข้าถึงบริการด้านสาธารณสุขและลดค่าใช้จ่ายในที่เกี่ยวข้องกับการรักษาพยาบาลและสุขภาพ

ตารางที่ 2-12 กิจกรรมทางสังคม ของ ปตท.สผ. (ต่อ)

โครงการ	หน่วยงานที่รับผิดชอบ	ผู้ได้รับผลประโยชน์	การดำเนินการและผลประโยชน์ที่จะได้รับ
โครงการทุนการศึกษา ปตท.สผ.	ปตท.สผ.	ครูและนักเรียนทั้งในพื้นที่ปฏิบัติการและทั่วไป	สร้างโอกาสเส้นทางวิชาชีพสำหรับนักเรียนมัธยม และเพิ่มทักษะทางการศึกษาให้กับครูและนักเรียน
โครงการ ปตท.สผ. พัฒนาอาชีพเกษตรกรรมแบบยั่งยืน ตามรอยปราชญ์ชาวบ้าน อำเภอแวงใหญ่	ปตท.สผ.	ชุมชนทั้งในพื้นที่ปฏิบัติการและทั่วไป	สร้างโอกาสในทางวิชาชีพให้กับชุมชนรวมถึงส่งเสริมความสัมพันธ์อันดีระหว่างคนในชุมชนและพนักงานในองค์กร
ศูนย์เรียนรู้วิจัยใต้น้ำ	ปตท.สผ.	ชุมชนทั้งในพื้นที่ปฏิบัติการและโดยทั่วไป	ส่งเสริมกิจกรรมต่างๆในชุมชนเพื่อเพิ่มความตระหนักเกี่ยวกับการอนุรักษ์ทรัพยากรธรรมชาติ โดยมีจุดประสงค์เพื่อสร้างสภาวะแวดล้อมที่ดีขึ้นและตอกย้ำปณิธานของ ปตท.สผ.ด้านการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม

ที่มา: ปตท.สผ., 2555

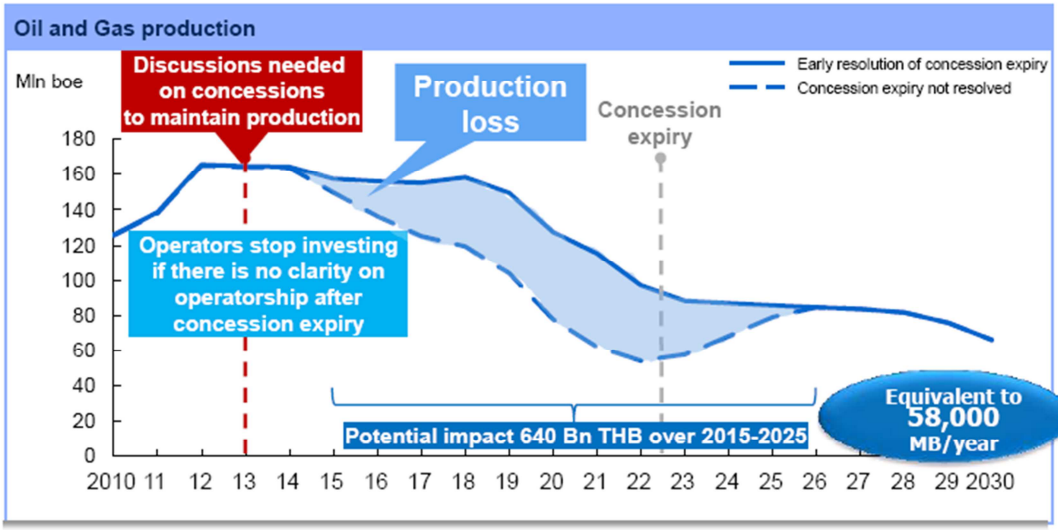
สรุป

ในช่วงเวลาหลายปีที่ผ่านมา เศรษฐกิจของประเทศไทยได้เติบโตขึ้นอย่างต่อเนื่องและนำมาซึ่ง ความต้องการใช้พลังงานที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องเช่นกัน ในปี พ.ศ. 2556 ที่ผ่านมา ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นถึง 2 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ซึ่งกว่าร้อยละ 80 ของปริมาณดังกล่าวเป็นการใช้ปิโตรเลียมทั้งในรูปแบบของก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบ ดังนั้น ปิโตรเลียมจึงถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดอย่างหนึ่งสำหรับการเจริญเติบโตของประเทศ

ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะมีแหล่งปิโตรเลียม เป็นของตนเอง แต่อย่างไรก็ตามแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบในประเทศก็ไม่ได้มีศักยภาพมากพอที่จะตอบสนองต่อความต้องการใช้ทั้งหมดได้ จึงทำให้ยังคงต้องมีการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศในปริมาณมาก โดยเฉพาะอย่างยิ่งน้ำมันดิบที่กว่าร้อยละ 80 ของการบริโภคต้องนำเข้าจากต่างประเทศ โดยในปี พ.ศ. 2556 ประเทศไทยผลิตน้ำมันดิบได้ 148,500 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 3,600 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ในขณะที่การใช้น้ำมันดิบมีถึงวันละกว่า 1 ล้านบาร์เรล และก๊าซธรรมชาติประมาณ 5,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จึงทำให้ต้องมีการนำเข้าน้ำมันดิบวันละกว่า 800,000 บาร์เรล

ในส่วนของก๊าซธรรมชาติแม้ว่าส่วนใหญ่กว่าร้อยละ 70 จะผลิตได้จากแหล่งภายในประเทศ แต่ก็ยังคงต้องมีการนำเข้าทั้งจากประเทศเพื่อนบ้านและในรูปแบบ LNG อีกกว่า 1,000ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน เพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ ซึ่งก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่จะถูกใช้ไปในการผลิตกระแสไฟฟ้า และส่วนที่เหลือถูกใช้ในภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และขนส่ง คิดเป็นมูลค่ารวมถึงกว่าล้านล้านบาทต่อปี หรือคิดเป็นประมาณร้อยละ 18 ของ GDP

<u>แผนภาพที่ 2-29</u> ผลกระทบจากสัมปทานแหล่งก๊าซธรรมชาติที่จะหมดอายุ ตาม พ.ร.บ. ปิโตรเลียม



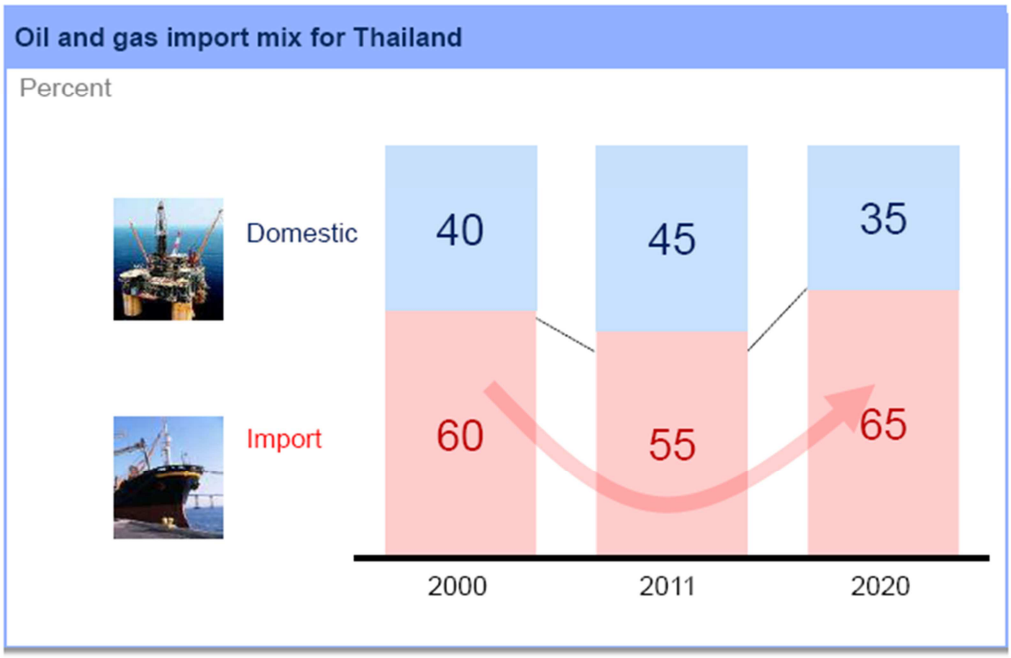
ที่มา: ปตท., 2556

ปริมาณการนำเข้าทั้งจากประเทศเพื่อนบ้านและในรูปแบบ LNG มีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในอนาคต โดยมีปัจจัยเสี่ยงที่สำคัญคือ ผลกระทบจากสัมปทานแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญนอกชายฝั่งทะเลบริเวณอ่าวไทย ที่จะหมดอายุ ตาม พ.ร.บ. ปิโตรเลียม ในปี พศ. 2565 ซึ่งหากยังไม่มีความชัดเจนในเรื่องของการต่ออายุสัมปทาน ก็จะเป็นผลกระทบที่ค่อนข้างรุนแรงต่อดุลยภาพ การจัดหาและการใช้พลังงานอย่าง โดยผลกระทบดังกล่าวจะมีผลต่อการผลิตเป็นเวลาหลายปีก่อนที่สัมปทานจะหมดอายุลง ตามที่แสดงไว้ใน แผนภาพที่ 2-29 ด้วยเหตุปัจจัยทางเทคนิคที่จะได้กล่าวต่อไปในรายงานบทถัดไป

จากปัจจัยที่ได้กล่าวมาข้างต้นการนำเข้าพลังงานเพิ่มเติม ทั้งจากประเทศเพื่อนบ้านและในรูปแบบ LNG คงเป็นสิ่งที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ อย่างไรก็ดี การนำเข้าพลังงานในปริมาณมหาศาลนั้นย่อมจะนำประเทศไปสู่ความเสี่ยงในหลายประเด็นดังที่ได้กล่าวมาแล้ว ไม่ว่าจะเป็นความเสี่ยงในเรื่องของ การขนส่ง การขนถ่าย และโครงสร้างพื้นฐานของท่าเรือและคลังกักเก็บ ข้อจำกัดในเรื่อง

ของราคาและปริมาณการซื้อขายของสัญญากับคู่สัญญาที่เป็นผู้ผลิต เป็นต้น ซึ่งปัจจัยดังกล่าวจะมีผลกระทบต่อราคาพลังงานที่จะต้องแบกรับโดยภาครัฐและผู้บริโภคอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

<u>แผนภาพที่ 2-30</u> ประมาณการการนำเข้าพลังงานในอนาคต



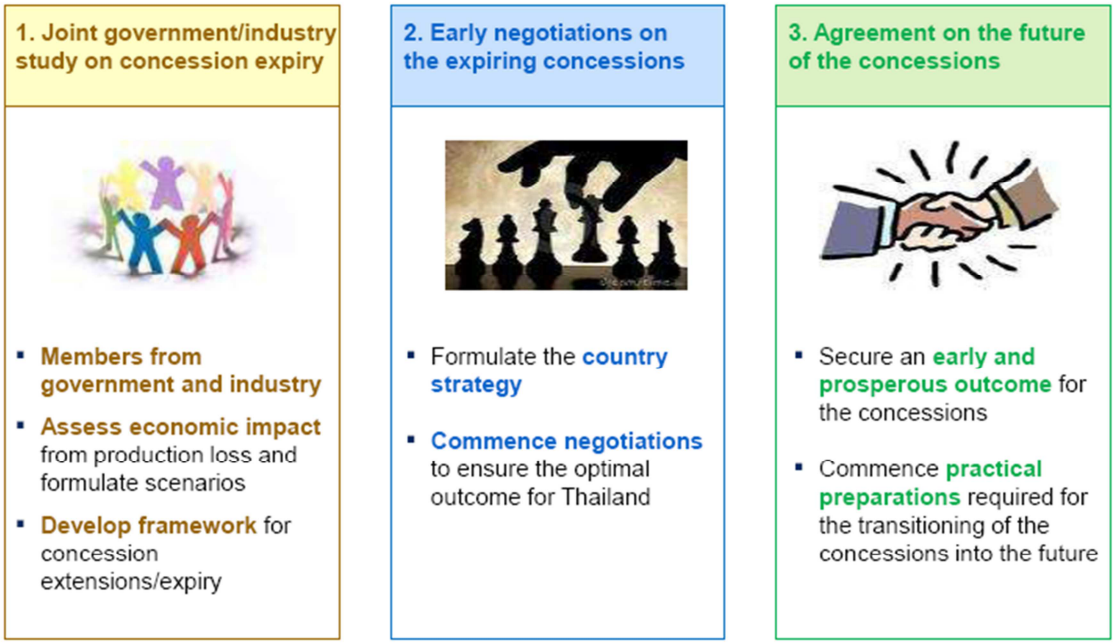
ที่มา: ปตท., 2556

กรอบความคิดของการวิจัย

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายในการเสริมสร้างเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงาน ซึ่งหมายถึงการจัดหาพลังงานให้มีพร้อมใช้อย่างเพียงพอทั่วถึงในราคาที่เหมาะสม อย่างคุ้มค่า ต่อเนื่องและยั่งยืนทั้งในปัจจุบันและอนาคต รายงานการศึกษาฉบับนี้จะได้นำเสนอแนวทางการดำเนินงานของพลังงานไทยเพื่อสร้างความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจและความมั่นคงทางพลังงานโดยการมุ่งพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ ซึ่งจากตัวเลขทางสถิติที่แสดงไว้ก่อนหน้านี้ ถึงแม้ว่าจะเราจะยังมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมในประเทศไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้ แต่ก็เป็นการช่วยลดมูลค่าการนำเข้าพลังงาน โดยในปี 2555 ปิโตรเลียมที่ผลิตได้ภายในประเทศทดแทนการนำเข้าคิดเป็นมูลค่าถึงกว่า 375,000 ล้านบาท และยังสร้างรายได้ภาครัฐ (ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ) กว่าปีละแสนล้านบาท อีกทั้งก่อให้เกิดอุตสาหกรรมต่อเนื่อง การจ้างงาน ฯลฯ ซึ่งมิอาจจะประเมินมูลค่าได้ นอกจากนั้นการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งในประเทศยังเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานในระยะยาว ช่วยสร้างความมั่นใจต่อการลงทุนว่าสามารถ

จัดการความเสี่ยงต่างๆ ที่มีผลกระทบต่อพลังงานทั้งในด้านการจัดหาและราคา เช่น ภัยพิบัติที่เป็นอุปสรรคต่อการค้าขายและขนส่งเชื้อเพลิง หรือภาวะสงคราม โดยที่ประเทศจะยังคงมีพลังงานเพียงพอให้เศรษฐกิจสามารถเติบโตต่อไปได้ ดังนั้นวิธีบริหารและจัดการความเสี่ยงที่ดีที่สุด เพื่อหลีกเลี่ยงปัญหาการขาดแคลนปิโตรเลียมในอนาคต คือ เราต้องหันมาพึ่งพาตนเองด้านการจัดหาภายในประเทศให้มากขึ้น ด้วยการส่งเสริมและเร่งรัดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศให้เป็นวาระเร่งด่วน

<u>แผนภาพที่ 2-31</u> ความร่วมมือระหว่างภาครัฐและเอกชนเป็นหนึ่งในฟันเฟืองที่สำคัญ



ที่มา: ปตท., 2556

แต่อย่างไรก็ดี การดำเนินการดังกล่าวโดยภาครัฐตามลำพังมิอาจดำเนินการให้สำเร็จลุล่วงไปได้หากปราศจากการสนับสนุนจากภาคเอกชนและภาคประชาสังคม ซึ่งในปัจจุบันมีความเข้าใจที่คลาดเคลื่อนหลายประการนำมาซึ่งการต่อต้านหลายรูปแบบ ดังนั้น จึงถือเป็นภารกิจของหน่วยงานทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้อง รวมถึงเป็นความมุ่งหมายหนึ่งของการจัดทำรายงานฉบับนี้ ที่จะต้อง สร้างความเชื่อมั่น สร้างความรู้ ความเข้าใจที่ถูกต้อง กับผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในทุกๆภาคส่วน ซึ่งจะมีส่วนช่วยให้กิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศดำเนินไปได้ด้วยความราบรื่น มีประสิทธิภาพ ทั้งในส่วนของการจัดหา การจัดเก็บรายได้ การดูแลสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย และสุขภาพของชุมชนที่ได้ตามหลักมาตรฐานสากล และเป็นไปตามระเบียบข้อบังคับที่กฎหมายปิโตรเลียมกำหนดไว้

หลักในการศึกษาเพื่อจัดทำรายงานฉบับนี้ จะเน้นการรวบรวมข้อมูลพื้นฐานจากภาพใหญ่ (Global) ไปจนถึงภาพเล็ก (ประเทศไทย) อย่างเป็นระบบ เพื่อแสดงให้เห็นถึงความเชื่อมโยงของปัญหา และความท้าทายต่างๆ ที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย โดยขอบเขตเนื้อหาหลักจะมุ่งเน้นแนวทางการพึ่งพาตนเองภายในประเทศ ซึ่งจำกัดประเด็นการวิเคราะห์ และนำเสนอแนวทางว่าด้วยเรื่องการบริหารจัดการสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ ทั้งในส่วนของสัมปทานใหม่ในอนาคต และสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุลงในอีกไม่ช้า ซึ่งข้อมูลในประเด็นต่างๆจะได้ถูกรวบรวมอย่างเป็นระบบ ในหลากหลายวิธีดังต่อไปนี้

1. ข้อมูลจากเอกสาร หนังสือ สิ่งพิมพ์ และเว็บไซต์ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
2. ข้อมูลเฉพาะจากกระทรวงพลังงานและหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง โดยข้อมูลบางส่วนได้มีการมีการนำเสนอผลการศึกษาต่อกลุ่มเป้าหมาย (ผู้เชี่ยวชาญผู้ทรงคุณวุฒิ ในหลายภาคส่วน รวมถึง ภาคประชาชน และองค์กรอิสระ) บางส่วนไปแล้ว
3. ข้อมูลจากการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญและผู้ทรงคุณวุฒิ
4. ข้อมูลจากการนำเสนอในเวทีเสวนาและสัมมนาที่เกี่ยวข้อง
5. ข้อมูลจากกรณีศึกษาที่เกี่ยวข้องเชื่อมโยง

โดยข้อมูลทั้งหมดจะถูกประมวลและวิเคราะห์อย่างถี่ถ้วนเพื่อคัดกรองและชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของปัญหา จุดอ่อนหรือประเด็นที่ควรได้รับการพัฒนาหรือแก้ไข และความจำเป็นในการวางกรอบการดำเนินการบริหารจัดการปัญหาอย่างบูรณาการ ซึ่งจะนำไปสู่การวางยุทธศาสตร์ที่มีประสิทธิภาพ โดยจะได้มีการนำเสนอแผนยุทธศาสตร์กับกลุ่มคนในหลากหลายองค์กรที่มีหน้าที่ความรับผิดชอบเชื่อมโยงกับงานศึกษาวิจัยชิ้นนี้ ก่อนที่จะสรุปประเด็นสำคัญและชี้แจงข้อเสนอแนะในขั้นตอนสุดท้าย เพื่อให้มั่นใจได้ว่าแนวทางที่นำเสนอในงานวิจัยชิ้นนี้มีความถูกต้อง เที่ยงตรง และที่สำคัญสามารถนำไปพัฒนาต่อยอดและปฏิบัติได้จริง

บทที่ 3
การสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ระบบ และ การกำเนิดปิโตรเลียม

1. ปิโตรเลียม

คำว่าปิโตรเลียมมาจากภาษาละตินสองคำ คือ Petros = Rock และ Oleum = Oil โดยชื่อจึงหมายถึงน้ำมันที่มาจากหิน ปิโตรเลียมเป็นสารประกอบซึ่งมีไฮโดรเจนกับคาร์บอนเป็นหลัก จึงรู้จักกันทั่วไปอีกชื่อหนึ่งว่า ไฮโดรคาร์บอน ค้นพบได้ตามธรรมชาติในโลกทั้งสามสถานะ ทั้งที่เป็นของแข็ง ของเหลว และก๊าซ เช่น ยางมะตอย น้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ

ไฮโดรเจนกับคาร์บอนในปิโตรเลียมนั้นมีรวมกันถึงประมาณร้อยละ 95-98 นอกจากในปิโตรเลียมยังประกอบด้วยสารประกอบและธาตุต่างๆ อีกมากมาย เช่น ไนโตรเจน ออกซิเจน กำมะถัน ธาตุโลหะเช่น เหล็ก นิเกิล ทองแดง วานาเดียม และสารประกอบเคมีที่พบมากในสิ่งมีชีวิต เช่น โปรตีน ไขมัน กรดไขมัน

2. การกำเนิดปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมสามารถกำเนิดขึ้นมาได้ จากทั้งที่ต้องมีหรือไม่มีสิ่งมีชีวิตเกี่ยวข้อง การกำเนิดทั้งสองวิธีนี้ ในอดีตได้มีข้อถกเถียงกันมาก แต่ปัจจุบันยอมรับกันแล้วว่า ปิโตรเลียมที่เราสำรวจค้นหาและผลิตอยู่นั้นกำเนิดมาจากสิ่งมีชีวิต ส่วนพวกที่เกิดจากภายในโลกซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นในรูปก๊าซธรรมชาตินั้น มีจำนวนหรือปริมาณที่น้อยมาก ไม่สามารถนำขึ้นมาใช้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์ได้ ทฤษฎีที่ว่าด้วยเรื่องการกำเนิดปิโตรเลียมสามารถสรุปได้ดังนี้

<u>การกำเนิดจากภายในโลก</u>

ในตอนปลายของคริสต์ศตวรรษที่ 19 นักวิทยาศาสตร์รัสเซียได้เสนอสมมุติฐานว่าปิโตรเลียมกำเนิดขึ้นมาโดยไม่ต้องมีสิ่งมีชีวิต โดยเชื่อว่าสารประกอบคาร์ไบด์ของโลหะบางชนิดที่อยู่ลึกลงไปใต้เปลือกโลกได้ทำปฏิกิริยากับน้ำภายใต้อุณหภูมิที่สูงมากจนเกิดเป็นก๊าซอะเซทิลีน (C_2H_2) และต่อมาเกิดการควบแน่นจนกลายเป็นน้ำมันดิบ

มีการค้นพบน้ำมันดิน (Bitumen) ในหินอัคนีหลายแห่งในโลก แต่ก็เป็นเพียงร่องรอยเล็กน้อยเท่านั้น นอกจากนี้ยังมีการพบสารประกอบไฮโดรคาร์บอนขนาดจิ๋วในผลึกแร่ในหินอัคนี ทำให้เกิดความเชื่อว่า สิ่งเหล่านี้เกิดจากการทำปฏิกิริยาของไฮโดรเจนกับคาร์บอนมอนอ็อกไซด์

(CO) โดยมีแร่แรเอิร์ทเป็นตัวกระตุ้น สมมุติฐานนี้ถูกแย้งว่าเป็นไปได้น้อยมาก เพราะว่าอุณหภูมิที่ทำให้เกิดหินอัคนีได้นั้นต้องสูงมากกว่า 500 องศาเซลเซียส

มีผู้พบน้ำมันดินในภูเขาไฟที่ยังมีพลังอยู่บางลูก ในน้ำพุร้อนบางแห่ง สิ่งเหล่านี้เกิดขึ้นมาโดยสายน้ำร้อนใต้พิภพ(Hydrothermal) ซึ่งมีธาตุคาร์บอนปะปนอยู่ด้วย

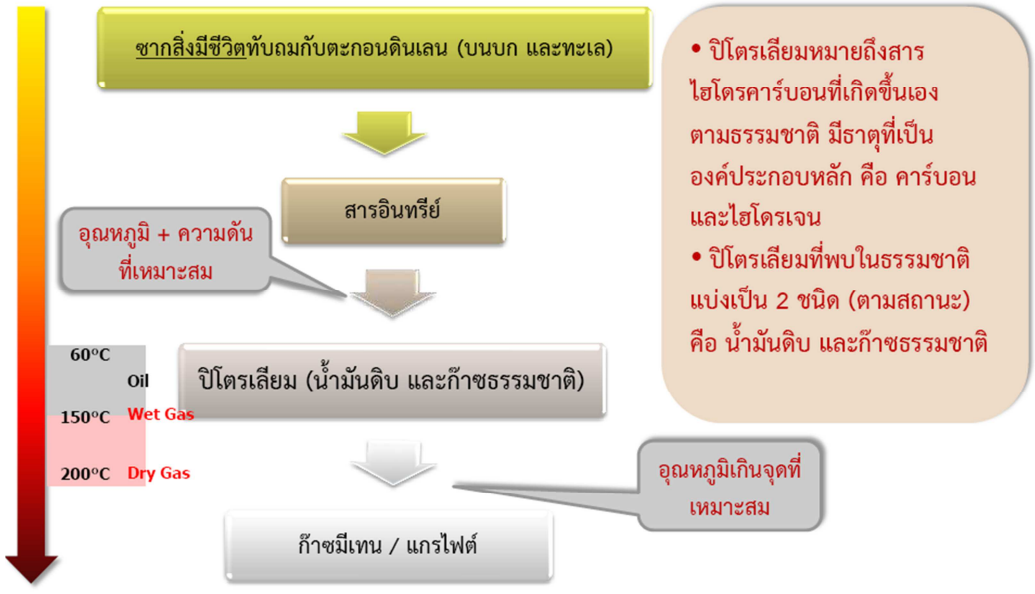
การกำเนิดจากนอกโลก

ในปีค.ศ. 1980 นักวิทยาศาสตร์ชาวรัสเซียชื่อ W. Sokoloff เสนอว่าปิโตรเลียมเกิดมาจากเศษสิ่งต่างๆ ที่อยู่ในเนบิวลาได้ตกลงมาจากฟ้าสู่โลกคล้ายฝน พร้อมกับการกำเนิดระบบสุริยะ หลังจากนั้นจึงถูกขับขึ้นมาสู่ที่ตื้นหรือผิวดิน

การกำเนิดจากซากสิ่งมีชีวิต

ความคิดที่ว่าปิโตรเลียมกำเนิดมาจากสิ่งมีชีวิตนั้นมีตั้งแต่ก่อนสงครามโลกครั้งที่สอง จากการพบสารประกอบที่เป็นส่วนประกอบที่สำคัญในสิ่งมีชีวิต เช่น โปรตีน ไขมัน และมีข้อสังเกตว่าปิโตรเลียมนั้น มักจะพบโดยมีความสัมพันธ์กับชั้นหินที่มีซากสิ่งมีชีวิตที่อาศัยอยู่ในทะเล จึงมีการนำไปเปรียบเทียบกับน้ำมันวาฬ น้ำมันปลา และต่อเลยไปถึงถ่านหิน โดยในปัจจุบันได้มีการวิเคราะห์ศึกษาในด้านธรณีเคมีขั้นละเอียด มีการค้นพบหลักฐานด้านชีวเคมี (Biochemical Evidences) ที่เรียกว่าไบโอมาร์กเกอร์ หรือลายนิ้วมือในน้ำมัน (Biomarker or Finger-prints) ซึ่งก็คือสารประกอบที่ยืนยันได้ว่ากำเนิดมาจากสิ่งมีชีวิต เช่น ไข พอร์ไฟริน และสเตอเรนส์

แผนภาพที่ 3-1 การกำเนิดปิโตรเลียม



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ปัจจุบันเป็นที่ยอมรับกันว่า ปิโตรเลียมมีต้นกำเนิดมาจากซากสิ่งมีชีวิต (อินทรีย์สาร) โดยอาจเป็นทั้งจากพืชและสัตว์ ซึ่งสิ่งมีชีวิตเหล่านี้มีส่วนประกอบของธาตุคาร์บอน ไฮโดรเจน ไนโตรเจนและออกซิเจน เมื่อสิ่งมีชีวิตเหล่านี้ตายลงโดยทั่วไปจะถูกทำลายและย่อยสลายโดยแบคทีเรีย แต่หากพืชและสัตว์เมื่อตายลงและตกทับถมในบริเวณที่มีสภาพเป็นทะเลปิด ลากูน ทะเลสาบ หรือในบริเวณแหล่งน้ำที่มีปริมาณออกซิเจนต่ำ ซากพืชซากสัตว์เหล่านี้จะยังไม่ถูกย่อยสลายไปโดยกระบวนการทำลายของแบคทีเรีย หลังจากนั้นเมื่ออินทรียวัตถุจมลงและคลุกเคล้ากับตะกอนทรายดินและโคลนตมที่แม่น้ำพัดพามาทับถมสลับกันเป็นชั้นๆตลอดเวลานับหลายล้านปี ชั้นตะกอนใหม่ทับถมชั้นเก่าด้านล่างสะสมกันเป็นจำนวนมากขึ้น และถูกกดทับให้จมลึกลงมากขึ้นด้วยน้ำหนักของมันเอง หลังจากเกิดปรากฏการณ์เคลื่อนตัวของแผ่นธรณี ชั้นเนื้อโลกหรือชั้นแมนทัล ถูกแรงกระทำให้แตกหักและดึงเข้าสู่เปลือกโลกมากขึ้น ยิ่งชั้นตะกอนเหล่านี้ถูกดึงให้ยุบตัวมากเท่าใด แรงกดดันจากชั้นตะกอนเหล่านี้และความร้อนใต้พื้นผิวโลกจะยิ่งเพิ่มระดับสูงขึ้นด้วยสภาวะที่เหมาะสมของอุณหภูมิ ความดัน และเวลาทำให้เกิดปฏิกิริยาเคมีทำลายอะตอมไนโตรเจนและออกซิเจนในอินทรียวัตถุออกไป เหลือเพียงโมเลกุลของคาร์บอนและไฮโดรเจน ที่เกิดเป็นสารประกอบไฮโดรคาร์บอนในสถานะของเหลวและก๊าซ บรรจุอยู่ในชั้นหินที่เรียกว่าหินต้นกำเนิด หรือ source rock

เนื่องจากไฮโดรคาร์บอนมีน้ำหนักเบากว่าน้ำ ไฮโดรคาร์บอนที่เกิดอยู่ในชั้นหินจึงมีการเคลื่อนตัวออกไปสู่ผิวดินตามรอยแตกและรูพรุนของหิน และหากไม่มีสิ่งใดสกัดกั้นการเคลื่อนที่ ไฮโดรคาร์บอนเหล่านั้นก็จะไหลซึมขึ้นสู่ผิวดิน เรียกว่า ‘Oil Seep’ หรืออยู่ในสภาพแข็งตัวหนืดที่เรียกว่าบิทูเมน ซึ่งก็จะไม่เกิดเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่

แต่หากว่าไฮโดรคาร์บอนที่เคลื่อนที่ไปและสะสมตัวบรรจุอยู่ในชั้นหินที่มีรูพรุนหรือรอยแตกที่เรียกว่าหินกักเก็บ (reservoir rock) และมีชั้นหินเนื้อแน่นปิดกั้น ที่เรียกว่า seal หรือ cap rock กักเก็บปิโตรเลียมไว้ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในลักษณะต่างๆ (Trap) ไฮโดรคาร์บอนส่วนที่อยู่ในสถานะก๊าซจะลอยตัวอยู่เหนือส่วนที่เป็นน้ำมัน และส่วนที่เป็นน้ำจะอยู่ในลำดับล่างสุด

3. ระบบปิโตรเลียม

ตามรูปที่แสดงไว้ด้านล่าง ระบบปิโตรเลียมที่สมบูรณ์จะต้องมี 3 องค์ประกอบ และ 5 กระบวนการ ที่ครบถ้วน องค์ประกอบทั้ง 3 ประการคือ หินต้นกำเนิด (Sources) หินกักเก็บ (Reservoir) และหินปิดกั้น (Seal) และกระบวนการที่จะต้องมีความเหมาะสม 5 ประการ คือ การกำเนิด (Generation) การเคลื่อนย้าย (Migration) การสะสมตัว (Accumulation) จังหวะเวลา (Timing) และการเก็บรักษา (Preservation)

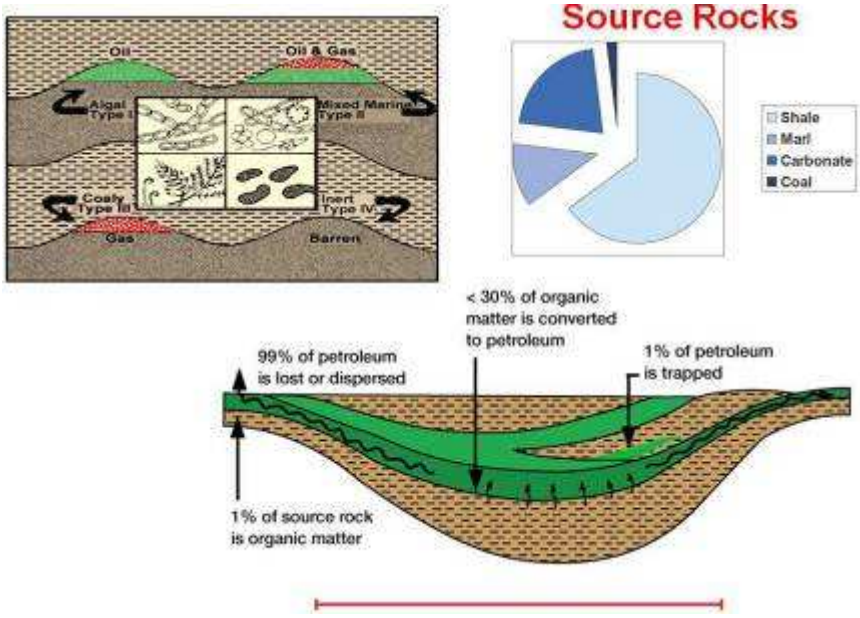
<u>แผนภาพที่ 3-2</u> ระบบปิโตรเลียม

ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2556

<u>หินต้นกำเนิด</u>

ได้แก่หินที่มีซากอินทรีย์สารปนอยู่เป็นจำนวนมาก หินเหล่านี้จะเกิดสะสมตัวในบริเวณที่ๆ มีพืชและ/หรือสัตว์อาศัยอยู่อย่างมากมาย และเมื่อตายลงก็จะถูกฝังตัวพร้อมกับตะกอนอย่างรวดเร็วโดยไม่เน่าสลายหรือถูกกัดกินด้วยสิ่งมีชีวิตอื่นๆ หินต้นกำเนิดที่สำคัญคือ หินดินดาน หินมาร์ล หินปูน และถ่านหิน ตามลำดับ และส่วนใหญ่จะสะสมตัวอยู่ในทะเลสาบและทะเล หินต้นกำเนิด จะต้องอยู่ในสภาวะที่เหมาะสมของอุณหภูมิ ความดัน และเวลาซึ่งถึงกำหนดทำให้เกิดน้ำมันและก๊าซได้

<u>แผนภาพที่ 3-3</u> หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมแบ่งตามชนิดของอินทรีย์สารและประเภทของหิน



หินต้นกำเนิดที่ประกอบด้วยอินทรีย์สารที่มาจากสาหร่าย จะให้กำเนิดน้ำมันดิบในตอนเริ่มต้น ส่วนพวกที่เกิดจากพืชและสัตว์ขนาดเล็กโดยเฉพาะอย่างยิ่งพวกที่อาศัยอยู่ในทะเล จะให้กำเนิดเป็นทั้งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ส่วนพวกที่มาจากไม้ยืนต้นหรือไม้ที่อาศัยอยู่บนบกจะให้กำเนิดปิโตรเลียมชนิดก๊าซธรรมชาติแต่อย่างเดียว

หินกักเก็บ (Reservoir Rock)

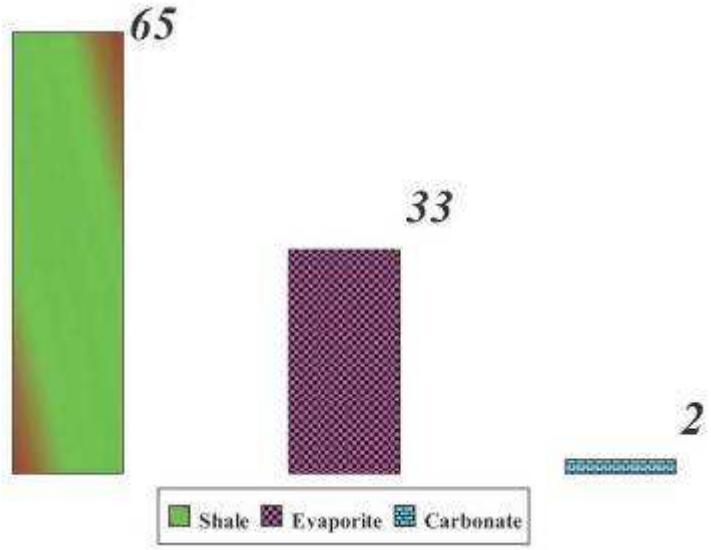
เป็นชั้นหินที่มีความพรุน รอยแยก รอยแตก อยู่ภายในเนื้อหินเพียงพอที่จะกักเก็บของไหลเช่นน้ำมันได้ ได้แก่หินที่มีความพรุน (Porosity) หรือช่องว่างอยู่ภายในเนื้อหิน และจะต้องมีความสามารถที่ให้ของไหลไหลซึมผ่านได้ (Permeability) หินกักเก็บที่สำคัญคือ หินทราย หินปูน และหินโดโลไมต์ หินเนื้อแน่นชนิดอื่นรวมทั้งหินอัคนีและหินแปร ก็อาจเป็นหินกักเก็บที่ดีได้ หากมีรอยแตกหรือรอยแยกมากมายเพียงพอในเนื้อหิน

แผนภาพที่ 3-4 ตัวอย่างของหินกักเก็บปิโตรเลียม หินปูน หินโดโลไมต์ และหินทราย (จากซ้ายไปขวา)

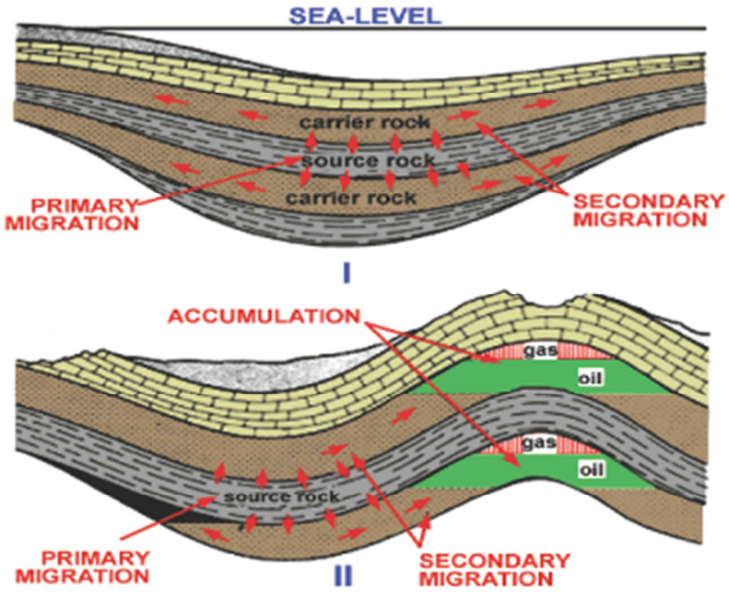
หินปิดกั้น (Seal or Cap Rock)

ได้แก่หินที่มีเนื้อแน่นที่ปิดทับอยู่บนชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อไม่ให้ปิโตรเลียมเคลื่อนย้ายออกไปและไม่ยอมให้ของไหลไหลผ่านไปได้ เช่น หินโคลนและหินดินดาน หินปูนเนื้อประสาน หินเกลือ และหินเชิรต

แผนภาพที่ 3-5 หินปิดกั้นที่สำคัญที่พบมากในโลก คือหินดินดาน หินเกลือ และหินปูน จากมากไปน้อย

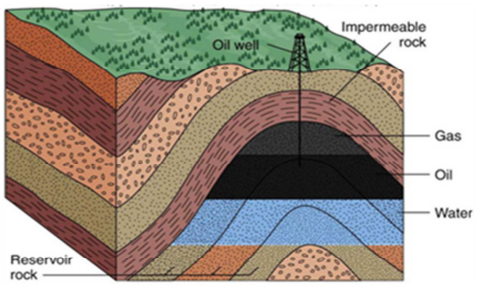


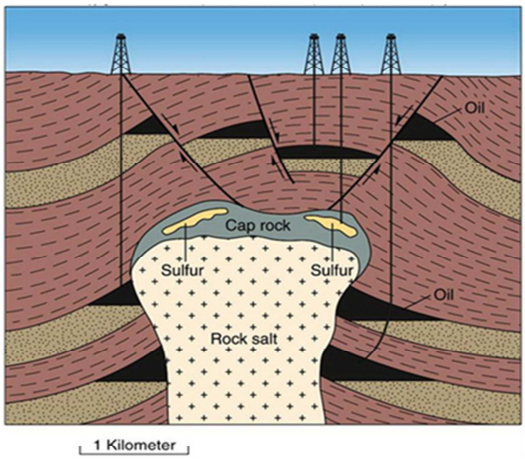
แผนภาพที่ 3-6 ภาพวาดแสดงการเคลื่อนไหล และการสะสมตัวของปิโตรเลียม

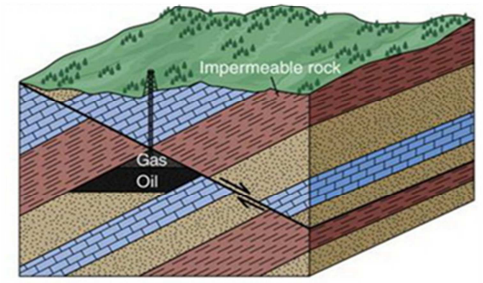


ลักษณะกักเก็บ (Trap) ลักษณะทางธรณีวิทยาที่กักเก็บปิโตรเลียมไว้หลังจากเคลื่อนย้ายออกจากหินต้นกำเนิดผ่านชั้นหินเนื้อฟ่ามเป็นระยะทางหนึ่ง ลักษณะกักเก็บเกิดได้หลายรูปแบบคือ แบบโครงสร้างรูปประทุน (Anticline) แบบรอยเลื่อน (Fault) หรือแบบลำดับชั้นหิน (Stratigraphic Trap) เป็นต้น

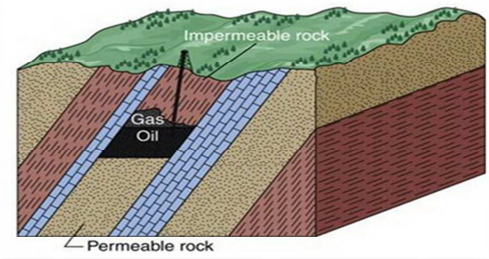
<u>แผนภาพที่ 3-7</u> การกักเก็บชนิดโครงสร้าง (Structural Trap)

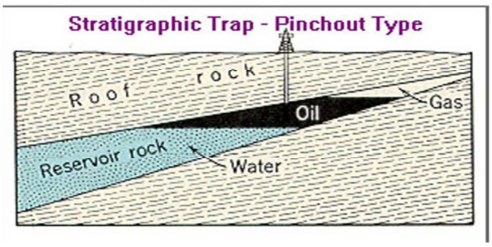


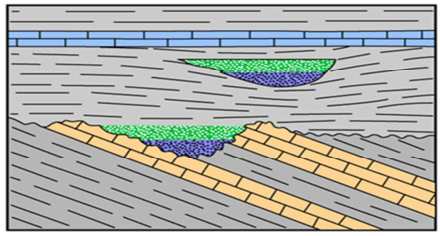




<u>แผนภาพที่ 3-8</u> การกักเก็บชนิดเนื้อหินแปรเปลี่ยน (Stratigraphic Trap)

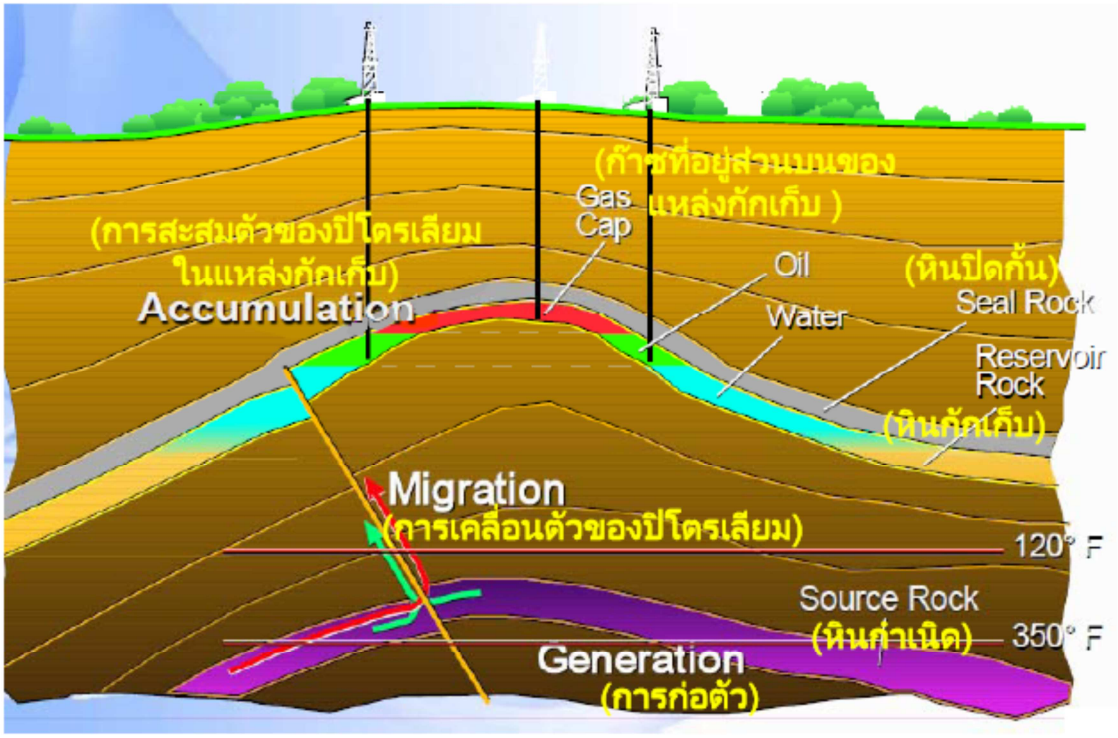






กระบวนการของระบบปิโตรเลียม (Petroleum System Processes) ที่สำคัญทั้ง 5 ประการดังที่กล่าวมาแล้วว่า จะต้องเกิดขึ้นโดยเหมาะสมและสมบูรณ์ โดยเริ่มจากกระบวนการแรกดังนี้

แผนภาพที่ 3-9 การกำเนิดของปิโตรเลียม



ที่มา: ปตท. สผ., 2556

การกำเนิด (Generation) นั่นคือ อินทรีย์สารที่สะสมตัวในแอ่งสะสมตะกอน มีความสมบูรณ์และปริมาณที่มากเพียงพอ ในหินต้นกำเนิด ได้รับความร้อนความดันที่พอเหมาะจนถึงภาวะได้ที่ (Maturation) ทำให้อินทรีย์สารเกิดปฏิกิริยาทางชีวเคมี แตกตัวกลายเป็นปิโตรเลียม ซึ่งอาจเป็นน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติ ก็ขึ้นกับชนิดของอินทรีย์สารในหินต้นกำเนิดดังที่กล่าวมาแล้ว

ปิโตรเลียมที่เกิดขึ้นมาแล้วนั้น หากได้รับความร้อนและความดันเพิ่มมากขึ้นเรื่อยๆ ก็จะแตกตัวกลายเป็นปิโตรเลียมที่มีจำนวนของไฮโดรเจนในองค์ประกอบน้อยลง เช่น จากน้ำมันดิบก็จะแตกตัวเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว กลายเป็นก๊าซธรรมชาติ และในท้ายสุดก็จะสูญเสียการเป็นปิโตรเลียม หรืออาจเรียกว่าเกิดการเปลี่ยนแปลงจนเกินกว่าภาวะได้ที่ (Over-mature)

การเคลื่อนย้าย (Migration) เนื่องจากปิโตรเลียมเป็นสารประกอบที่มีความถ่วงจำเพาะต่ำกว่าน้ำ ดังนั้น จึงจะถูกขับให้เคลื่อนตัวสู่ที่สูง เราเรียกกระบวนการนี้ว่า การเคลื่อนย้าย โดยแบ่งออกได้สองประเภท ได้แก่ การเคลื่อนย้ายปฐมภูมิ คือการเคลื่อนย้ายจากหินต้นกำเนิดเข้าไปสู่หินที่มีความพรุนมากกว่า การเคลื่อนย้ายทุติยภูมิ คือการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปตามหินที่มีความพรุนขึ้นไปสู่บริเวณกักเก็บที่อยู่ในระดับสูงกว่า

การสะสมตัว (Accumulation) ปิโตรเลียมที่เคลื่อนย้ายขึ้นสู่ที่สูงนั้น หากไม่มีอะไรปิดกั้นไว้ ก็จะเคลื่อนย้ายต่อไปจนถึงผิวดิน กลายเป็นพุน้ำมัน หรือพุก๊าซ ตามแต่กรณี หากชั้นหินเนื้อพรุนที่ปิโตรเลียมเคลื่อนตัวผ่านนั้น ถูกปิดทับด้วยหินเนื้อแน่นที่ไม่ยอมให้ปิโตรเลียมไหลผ่านไปได้ (หินปิดกั้น) ปิโตรเลียมก็จะถูกกักเก็บอยู่ในที่กักเก็บดังกล่าว ขั้นตอนนี้ เรียกว่า กระบวนการสะสมตัว

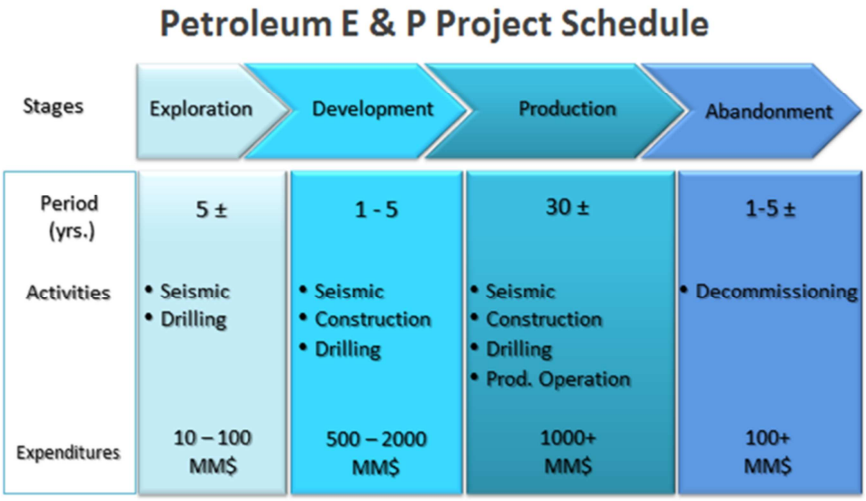
จังหวะเวลา (Timing) กระบวนการนี้ก็คือ ความเหมาะสม ความพอดี ของกระบวนการทั้งสามที่กล่าวมาแล้ว นั่นคือ การกำเนิดปิโตรเลียม การเคลื่อนย้าย การเกิดของที่กักเก็บไม่ว่าจะเป็นชนิดโครงสร้าง หรือชนิดเนื้อหินแปรเปลี่ยน และหินปิดกั้น ตัวอย่างเช่น เมื่อปิโตรเลียมกำเนิดแล้ว เคลื่อนย้ายแล้ว แต่ยังไม่มีที่กักเก็บ ปิโตรเลียมก็จะเคลื่อนตัวต่อไปเรื่อยๆ หรือมีที่กักเก็บแล้ว แต่ยังไม่มีหินปิดกั้นเกิดสะสมตัวปิดทับไว้ ปิโตรเลียมก็จะหายไปหมด

การเก็บรักษา (Preservation) เมื่อปิโตรเลียมถูกกักเก็บอยู่ในที่กักเก็บแล้ว จะต้องมีกระบวนการในการเก็บรักษาที่เหมาะสม ดังที่กล่าวมาแล้วว่า บริเวณที่กักเก็บจะต้องไม่ได้รับความร้อนความกดดันเพิ่มมากขึ้นจนเกินไป เพราะปิโตรเลียมจะแตกตัวไปเรื่อยๆ จนสลายไปหมด นอกจากนี้ สิ่งที่ปิดกั้นปิโตรเลียมไว้ ไม่ว่าจะเป็นหินปิดกั้น หรือโครงสร้างกักเก็บจะต้องไม่มีการเปลี่ยนแปลงมากจนเกินไป จนไม่สามารถเก็บรักษาสภาวะการเป็นปิโตรเลียมไว้ได้

กระบวนการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม

การสำรวจค้นหาปิโตรเลียมเป็นธุรกิจที่ต้องลงทุนสูงและมีความเสี่ยงมาก เนื่องจากเหตุผลหลักที่ว่าปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรธรณีที่กำเนิดในที่ลึกลงไปจากผิวดินมาก เมื่อกำเนิดขึ้นมาแล้วก็ไม่ได้อยู่กับที่เหมือนกับแร่ธาตุอื่นๆ แต่กลับมีการเคลื่อนย้ายไปอยู่ที่ๆ สูงกว่า ซึ่งบ่อยครั้งที่จะสูญหายไปเพราะการไหลซึมสู่ผิวดิน หรือกระจายตัวไปทั่วชั้นหินจนไม่สามารถผลิตได้คุ้มค่าในเชิงเศรษฐกิจ

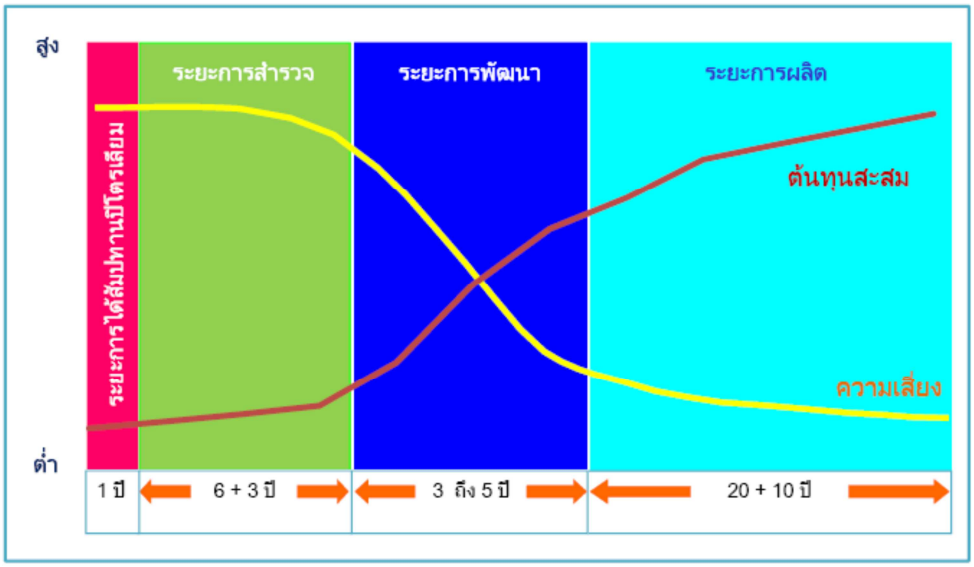
<u>แผนภาพที่ 3-10</u> วงจรชีวิตของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



ที่มา: ปตท. สผ., 2556

ในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมนั้นมีต้นทุนของเม็ดเงินการลงทุนและเวลาหลายด้าน แบ่งเป็นต้นทุนเกี่ยวกับการสำรวจ และต้นทุนการพัฒนา ซึ่งต้นทุนในการสำรวจจะไม่สูงมากนักแต่มีความเสี่ยงสูง ได้แก่ ต้นทุนการศึกษาทางธรณีวิทยา ต้นทุนการสำรวจโดยคลื่นไหวสะเทือน และต้นทุนการเจาะหลุมสำรวจ หลุมประเมินผล ในขณะที่ต้นทุนการพัฒนาจะสูงมากกว่าในช่วงสำรวจแต่ความเสี่ยงจะลดลง ได้แก่ ค่าก่อสร้างแท่นเจาะและแท่นผลิต ต้นทุนการเจาะหลุมผลิต และค่าก่อสร้างท่อและอุปกรณ์การผลิตอื่น รวมถึงค่าติดตั้ง

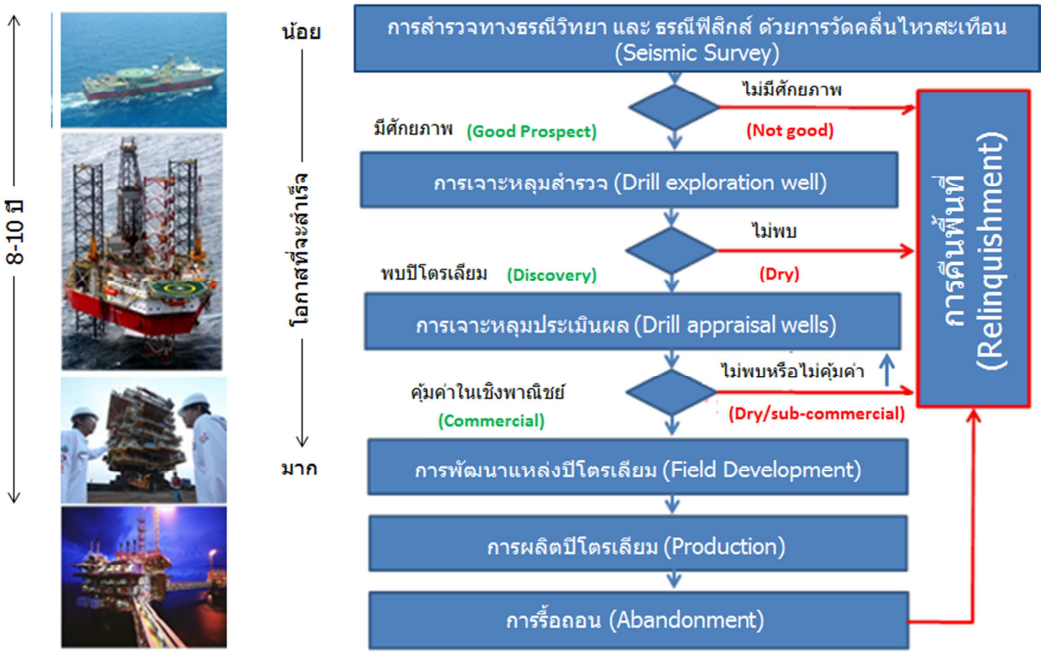
<u>แผนภาพที่ 3-11</u> ระยะเวลาในการสำรวจ พัฒนา แหล่งปิโตรเลียม



ที่มา: ปตท. สผ., 2556

การสำรวจปิโตรเลียมโดยทั่วไปจึงต้องดำเนินการหรือลงทุนไปทีละขั้น ซึ่งจะเริ่มต้นโดยวิธีการที่ใช้เวลาน้อย เสียค่าใช้จ่ายน้อย เมื่อประเมินผลการดำเนินการในแต่ละขั้นแล้วได้ผลในแง่บวก ได้ข้อมูลที่เพิ่มความมั่นใจที่จะลงทุนเพิ่มขึ้น ก็จะดำเนินการในขั้นต่อไป หากผลการสำรวจที่ทำมาไม่สามารถให้คำตอบว่ามีความเสี่ยงลดน้อยลง ผู้ลงทุนก็จะพิจารณาว่าควรจะหยุดดำเนินการต่อไปหรือไม่ และหากว่าไม่ขัดต่อข้อผูกพันหรือสัญญาที่กระทำไว้กับรัฐบาลเจ้าของสัมปทาน บริษัทก็มักจะขอคืนพื้นที่แห่งนั้นกลับไป โดยขั้นตอนกระบวนการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมสามารถแสดงตามรูปประกอบด้านล่าง

<u>แผนภาพที่ 3-12</u> กระบวนการสำรวจ พัฒนา แหล่งปิโตรเลียม



ที่มา: ปตท สผ, 2556

1. การสำรวจทางธรณีวิทยา (Geological Survey)

เป็นการสำรวจเบื้องต้น ด้านธรณีวิทยาปิโตรเลียม เพื่อหาลักษณะรูปแบบการวางตัวของชั้นหิน และชนิดของหินในบริเวณที่สำรวจโดยอาศัยข้อมูลจากภาพถ่ายทางอากาศ ภาพถ่ายดาวเทียม แผนที่และรายงานทาง ธรณีวิทยาเพื่อนำมาวิเคราะห์หาองค์ประกอบการกำเนิดเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แก่ หินที่มี สารอินทรีย์ต้นกำเนิดปิโตรเลียม หินที่มีคุณสมบัติในการกักเก็บปิโตรเลียม และโครงสร้างของชั้น หินที่มีแนวโน้มว่าจะพบปิโตรเลียม

<u>แผนภาพที่ 3-13</u> การสำรวจทางธรณีวิทยาเพื่อตรวจสอบชนิดและการลำดับชั้นหินและโครงสร้างธรณีวิทยาปิโตรเลียม

การสำรวจธรณีวิทยา เป็นการสำรวจที่มีค่าใช้จ่ายน้อยที่สุด และถือเป็นการสำรวจขั้นแรกที่ผู้ค้นหาปิโตรเลียมจะต้องศึกษาและเข้าใจในด้านธรณีวิทยาปิโตรเลียมของพื้นที่ที่สนใจ รวมทั้งพื้นที่ข้างเคียงที่สัมพันธ์กัน

เป็นที่ยอมรับกันทั่วไปว่า ปิโตรเลียมเกิดจากอินทรีย์สารในอดีตที่สะสมตัวในแอ่งสะสมตะกอน จนเมื่อได้รับความร้อนความดันที่เหมาะสมจึงเกิดปฏิกิริยาชีวเคมีจนแตกตัวเป็นน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติ จากนั้นจึงเคลื่อนตัวเข้าไปสะสมอยู่ในที่กักเก็บ ดังนั้น สิ่งที่นักธรณีวิทยาปิโตรเลียมจะต้องดำเนินการเป็นสิ่งแรกก็คือ การค้นหาและยืนยันว่าบริเวณที่สนใจนั้น มีแอ่งสะสมตะกอนในอดีตอยู่เบื้องล่างหรือไม่ และวิธีการที่จะตรวจสอบที่ง่ายที่สุดก็คือ การแปลความหมายจากภาพถ่ายทางอากาศหรือภาพถ่ายดาวเทียม (Aerial, Land-sat Imagery Interpretation) โดยในขั้นตอนนี้ นักธรณีวิทยาจะแปลภาพถ่าย ดังกล่าวที่ครอบคลุมพื้นที่ที่เป็นเป้าหมาย เพื่อแยกแยะความเป็นไปได้ของการมีแอ่งสะสมตะกอนอันที่จะมีอินทรีย์สารสะสมตัวในอดีตหรือไม่ รวมทั้งขนาด รูปร่างของแอ่ง ลักษณะการวางตัวของชั้นหิน และลักษณะทางธรณีวิทยาอื่นๆ

เมื่อได้ข้อมูลที่น่าพอใจจากขั้นตอนแรกแล้ว บริษัทก็มักจะส่งนักธรณีวิทยาเข้าไปในพื้นที่เพื่อดำเนินการการสำรวจธรณีวิทยาพื้นผิว (Surface Mapping) เพื่อเก็บข้อมูลในสนาม ตรวจสอบการวางตัวของแอ่งและชั้นหิน ทำลำดับชั้นหิน เก็บตัวอย่างหินเพื่อนำมาศึกษาด้านลำดับชั้น อายุ สภาพการสะสมตัวว่าเกิดขึ้นในทะเลหรือบนบก ด้านกายภาพและเคมี เพื่อทราบถึงศักยภาพในการเป็นหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และหินปิดกั้นปิโตรเลียม ชนิดของปิโตรเลียมที่อาจจะค้นพบ เป็นต้น

การสำรวจธรณีวิทยาในประเทศไทยจะเป็นค่าใช้จ่ายประมาณ 1.5 ล้านบาทต่อหนึ่งแปลงสัมปทาน

2. การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ (Geophysics Survey)

เป็นการสำรวจหาข้อมูลรูปแบบการวางตัวของชั้นหินใต้ผิวโลกโดยอาศัยสมบัติทางกายภาพที่แตกต่างกันของชั้นหิน การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์มีหลายวิธีและแต่ละวิธีมีวัตถุประสงค์แตกต่างกันออกไป เช่น การวัดค่าแรงดึงดูดของโลก (Gravity Survey) และ การวัดคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey) เป็นต้น ข้อมูลที่ได้จากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ทำให้เราทราบขอบเขตของแอ่งสะสมตะกอนทาง ธรณีวิทยา และลักษณะรูปแบบการวางตัวของชั้นหินใต้ผิวโลก และถ้ามีแนวโน้มที่จะพบปิโตรเลียม บริษัทผู้ได้รับสัมปทานจะทำการเจาะสำรวจหาปิโตรเลียมต่อไป

การสำรวจที่ผ่านมาจะได้ข้อมูลที่ให้เรามีความมั่นใจจากหลักฐานที่พบบนผิวดิน เพื่อเพิ่มความมั่นใจว่าพื้นที่ที่เราสนใจนั้นทีแอ่งสะสมตะกอนซ่อนอยู่ ต่อไปจะเป็นการลงทุนเพิ่มขึ้นในด้านการสำรวจธรณีฟิสิกส์ นั่นคือ การหาข้อมูลใต้ผิวดินเพื่อยันยันการมีอยู่จริงของแอ่งสะสมตะกอน

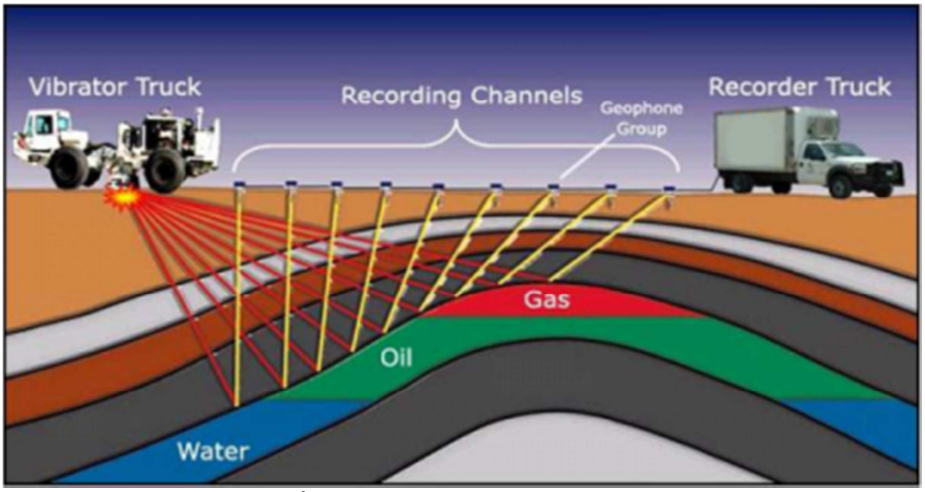
<u>แผนภาพที่ 3-14</u> การบินสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดแรงโน้มถ่วงโลกและความเข้มสนามแม่เหล็กโลก

โดยทั่วไปการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดย การสำรวจวัดค่าความเข้มสนามแม่เหล็กโลก (Magnetic Survey) การสำรวจค่าความโน้มถ่วงของโลก (Gravity Survey) มักจะเป็นกิจกรรมที่นักธรณีฟิสิกส์จะเลือกดำเนินการก่อน เพราะว่าค่าใช้จ่ายไม่สูงมากนัก ข้อมูลที่ได้จะนำมายืนยันถึงขนาด ขอบเขต รูปร่าง และความลึก(ความหนาของตะกอนในแอ่งสะสมตะกอน) เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าควรจะลงทุนในขั้นต่อไปไหม การสำรวจในขั้นตอนนี้มักจะมีค่าใช้จ่ายอยู่ที่ประมาณ 6-9 ล้านบาทต่อหนึ่งแปลงสำรวจ

การสำรวจวัดค่าคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey) เป็นการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยการสร้างคลื่นไหวสะเทือนบนผิวดิน จากนั้นก็วัดค่าที่คลื่นสะท้อนกลับขึ้นมาหาเครื่องวัด ตัวกำเนิดคลื่นในการสำรวจบนบกอาจใช้ระเบิดหรือรถสั่นสะเทือน สำหรับพื้นที่ในทะเลนั้นจะใช้กระบอกอัดอากาศ ข้อมูลที่บันทึกได้นั้นจะนำไปแปลผลและแปลความหมาย เพื่อสร้างความมั่นใจ

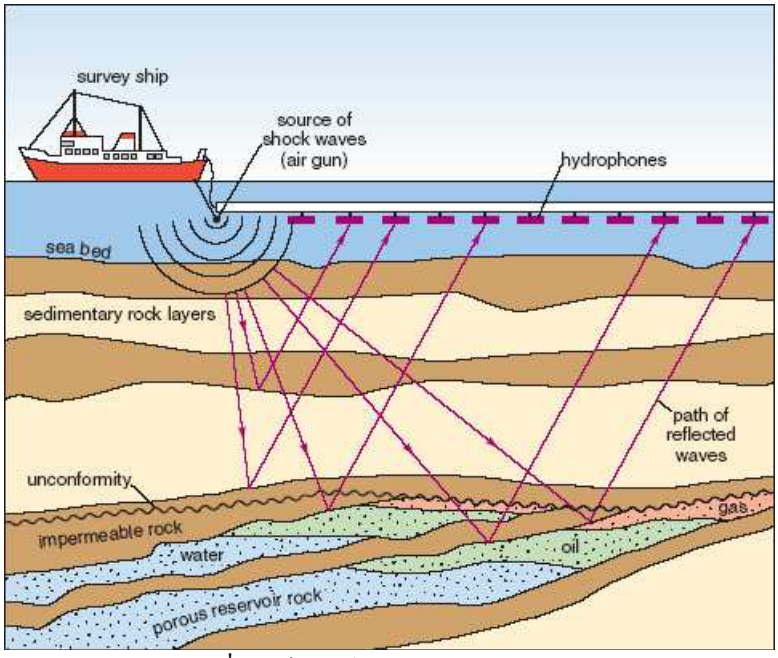
เกี่ยวกับรูปร่าง ความลึกของแอ่งสะสมตะกอน ลักษณะของโครงสร้างทางธรณีวิทยา การวางตัวของชั้นหิน รวมถึงบริเวณที่อาจเป็นที่กักเก็บปิโตรเลียม การสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนในประเทศไทยนั้น ผู้รับสัมปทานจะต้องได้รับความเห็นชอบในผลของการศึกษาผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environmental Impact Assessment) ก่อน โดยทั่วไปค่าใช้จ่ายในการสำรวจในขั้นตอนนี้ต่อแปลงสัมปทานจะประมาณ 30–150 ล้านบาท

แผนภาพที่ 3-15 การสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนบนบก



ที่มา: เว็ปไซต์ Matthieuthery, 2557

แผนภาพที่ 3-16 การสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนในทะเล



ที่มา: เว็ปไซต์ Cloudera, Inc., 2557

3. การเจาะสำรวจ (Drilling)

เมื่อมีการสำรวจทางธรณีวิทยาและทางธรณีฟิสิกส์ด้วยการวัดคลื่นไหวสะเทือนแล้ว บริษัทผู้รับสัมปทานจะได้ข้อมูลโครงสร้างชั้นหินใต้ผิวดิน และจะนำข้อมูลดังกล่าวมาพิจารณากำหนดตำแหน่งหลุมเจาะสำรวจ (Exploration Well) การเจาะสำรวจน้ำมันในเบื้องต้นจะเป็นการเจาะเพื่อพิสูจน์ว่ามีปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หรือไม่ นอกจากนั้นยังได้ตัวอย่างหินและตัวอย่างของไหลที่อยู่ในชั้นหินมาตรวจวิเคราะห์เพื่อหาข้อมูลอื่นๆ เช่น ชนิดและอายุของหิน โครงสร้างและการลำดับของชั้นหิน เป็นต้น และหากพบปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บ ก็จะเก็บข้อมูลอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาคุณภาพของปิโตรเลียม และดำเนินการเจาะสำรวจเพิ่มเติมเพื่อหาขอบเขตที่แน่นอนของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม และวัดปริมาณการไหลของปิโตรเลียม ข้อมูลต่างๆที่ได้จะทำให้ทราบปริมาณสำรองของปิโตรเลียมภายในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้นๆ เพื่อดำเนินการประเมินคุณค่าทางเศรษฐกิจของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมดังกล่าวและตัดสินใจว่าจะดำเนินการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมต่อไปหรือไม่

แผนภาพที่ 3-17 แท่นเจาะพื้นที่บนบก

เมื่อเจาะสำรวจพบปิโตรเลียมในหลุมแรกแล้ว จะมีการเจาะสำรวจเพิ่มเติมเพื่อหาข้อมูลขอบเขตของแหล่ง ปริมาณการไหลของปิโตรเลียม ขั้นตอนนี้เรียกว่าการเจาะขั้นประเมินผล (Appraisal Well) เพื่อให้ทราบปริมาณสำรองปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บนั้น บริษัทผู้ประกอบการจะประเมินคุณค่า ทางเศรษฐกิจของแหล่ง เพื่อตัดสินใจว่าจะลงทุนพัฒนาแหล่งเพื่อการผลิตหรือไม่ ในขั้นตอนการผลิตจะต้องเจาะหลุมเพื่อการผลิต หรือหลุมพัฒนา (Development Well) ต่อไป

แผนภาพที่ 3-18 แท่นเจาะพื้นที่ในทะเล

สำหรับทิศทางของหลุมเจาะมีทั้งเป็นแบบหลุมตรง (Straight Well) ซึ่งมักเป็นหลุมเจาะสำรวจขั้นแรก หลุมเอียง (Deviation Well) หรือหลุมเจาะในแนวราบ (Horizontal Well) มักเป็นการเจาะขั้นประเมินผล และการเจาะหลุมผลิตทั้งบนบก (Onshore) และในทะเล (Offshore) ทั้งนี้ขึ้นกับข้อกำหนดทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมการเจาะ

เมื่อเจาะถึงความลึกสุดท้ายตามแผน งานขั้นต่อไปคือการประเมินคุณค่าทางกายภาพของชั้นหินด้วยวิธีการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well Logging) เพื่อให้รู้ว่ามีปิโตรเลียมสะสมอยู่หรือไม่ ที่ความลึกเท่าไร ปิโตรเลียมที่พบเป็นน้ำมันหรือก๊าซ และบางครั้งก็จะทำการเก็บตัวอย่างของไหลจากชั้นหินในหลุมเจาะ เพื่อวิเคราะห์คุณสมบัติทางเคมีและหาค่าความร้อน (Heating Value) ของปิโตรเลียม

<u>แผนภาพที่ 3-19</u> หัวเจาะหลุมปิโตรเลียม

ข้อมูลที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ บางครั้งอาจไม่เพียงพอสำหรับการวางแผนตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม จึงต้องทำการทดสอบอัตราการไหล (Drill Stem Test - DST) เพื่อให้ได้ข้อมูลทางด้านวิศวกรรม เช่น ความกดดัน อัตราการไหล ความสามารถในการผลิตของแหล่ง และการประเมินขนาดของแหล่ง

เมื่อการปฏิบัติงานเจาะหลุมดำเนินมาถึงช่วงนี้ นับว่าเกือบสิ้นสุดแล้ว งานในขั้นสุดท้ายของการเจาะหลุม หากไม่พบปิโตรเลียม หรือเป็นหลุมแห้ง ก็จะต้องทำการลงซีเมนต์อุดหลุมและปรับสภาพพื้นที่ให้ใกล้เคียงสภาพเดิมมากที่สุด กรณีผลสำรวจพบว่าแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีปริมาณมากเพียงพอที่จะให้ผลตอบแทนการลงทุนประมาณร้อยละ 10-14 เช่นเดียวกับการลงทุนในสาขาการผลิตอื่นๆซึ่งคุ้มค่ากับการลงทุนแล้ว ผู้รับสัมปทานจะวางแผนผลิตปิโตรเลียมโดยออกแบบการวางหลุมผลิตปิโตรเลียมให้อยู่ในตำแหน่งที่เหมาะสมและออกแบบอุปกรณ์การผลิตเพื่อให้การผลิตปิโตรเลียมดำเนินไปอย่างมีประสิทธิภาพและเป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยต้องบริหารจัดการให้มีผลกระทบต่อสังคม สุขภาพ และสิ่งแวดล้อมของชุมชนน้อยที่สุด

<u>แผนภาพที่ 3-20</u> การปฏิบัติงานเจาะหลุมปิโตรเลียม

ศักยภาพปิโตรเลียมเป็นปัจจัยที่สำคัญที่จะจูงใจให้เกิดการลงทุนสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น จากผลการสำรวจปิโตรเลียมของประเทศไทยที่ผ่านมาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน แหล่งปิโตรเลียมที่พบแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มแหล่งปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสะสมตะกอนอายุน้อยกว่า 65 ล้านปี (Tertiary Basin) ได้แก่บริเวณภาคเหนือ ภาคกลาง ภาคใต้ ในอ่าวไทย และทะเลอันดามัน และกลุ่มแหล่งปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสะสมตะกอนมีอายุมากกว่า 65 ล้านปี (Pre-Tertiary Basin) คือบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ทะเลอันดามัน อยู่ฝั่งตะวันตกของประเทศไทย มีชายฝั่งที่ลาดชันกว่าด้านอ่าวไทยมาก พื้นทะเลค่อยลาดชันไปทางตะวันตกเฉียงใต้ ตรงบริเวณต่อแดนกับน่านน้ำอินโดนีเซีย ทะเลอันดามันในเขตไทย มีน้ำลึกกว่า 1,000 เมตร จึงกำหนดแปลงสำรวจเป็นเขตน้ำตื้นมีน้ำลึกไม่เกิน 200 เมตร และเขตน้ำลึกเกิน 200 เมตร นับถึงปัจจุบัน (กรกฎาคม 2555) มีผู้ได้รับสัมปทานหลายครั้ง และมีการเจาะสำรวจแล้ว 19 หลุม พบปิโตรเลียม 8 หลุม แต่ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

4. การพัฒนา แหล่งปิโตรเลียม (Field Development)

จากผลการเจาะหลุมสำรวจ ถ้าพบปิโตรเลียมก็จะทำการทดสอบอัตราการผลิตจากหลุมสำรวจหรือหลุมประเมินเพื่อคำนวณหาปริมาณน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะผลิตได้ในแต่ละวัน ว่าจะมีมากพอในเชิงพาณิชย์หรือไม่ กล่าวคือ จะได้ผลคุ้มค่ากับการลงทุนผลิตหรือไม่

(ในกรณีแหล่งก๊าซธรรมชาติต้องประเมินราคาก๊าซที่ทำให้ผลคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์เพื่อใช้ในการเจรจาและจัดทำสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ) และใช้หลักวิชาการในทดสอบหลุม เรียกว่า Well Test Analysis มาใช้ในการคำนวณหาคุณสมบัติของชั้นหินกักเก็บ ศักยภาพของแหล่งและขอบเขตรูปร่างโครงสร้างของแหล่งปิโตรเลียมเพื่อใช้ยืนยันผลการทดสอบคู่กับข้อมูลอื่นๆ ทั้งนี้หากผลของการประเมินแสดงความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ บริษัทผู้รับสัมปทานจำเป็นต้องดำเนินการวางแผนการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมตามกรอบกิจกรรมดังต่อไปนี้

4.1 ประเมินปริมาณทรัพยากรที่ยังไม่ได้ทำการขุดเจาะสำรวจเพิ่มเติม เพื่อใช้ในการวางแผนขุดเจาะหลุมสำรวจและวางแผนพัฒนาในอนาคต

4.2 วางแผนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม โดยการประเมินจำนวนหลุมผลิตและแท่นหลุมผลิตที่ต้องการก่อสร้างเพื่อใช้ในการผลิตปิโตรเลียมตลอดอายุสัญญาสัมปทาน

4.3 ออกแบบก่อสร้างสถานีการผลิต แท่นกระบวนการผลิต หลุมผลิต แท่นผลิต ระบบท่อส่งปิโตรเลียม เรือกักเก็บน้ำมันดิบหรือคอนเดนเสท และเทคโนโลยีอุปกรณ์ผลิต ที่เหมาะสมกับการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งนั้นๆ

4.4 ประเมินวิธีการผลิตที่เหมาะสมของแหล่งปิโตรเลียม เช่น การใช้เทคโนโลยี Enhanced Oil Recovery, Artificial Lift, Horizontal Drilling, Hydraulic Fracturing ฯลฯ

4.5 ประเมินความคุ้มค่าและผลตอบแทนในการลงทุนพัฒนาและผลิตปิโตรเลียม

<u>แผนภาพที่ 3-21</u> ฐานการผลิตในทะเล (Offshore Facilities)

<u>แผนภาพที่ 3-22</u> ฐานการผลิตบนบก (Onshore Facilities)

5. การผลิตปิโตรเลียม (Production)

หลังจากรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานได้ให้การอนุมัติในการผลิตแล้ว บริษัทผู้รับสัมปทานก็จะทำการติดตั้งแท่นและอุปกรณ์การผลิต รวมถึงขุดเจาะหลุมพัฒนา (Development Well) หรือหลุมผลิตจำนวนหนึ่งตามแผนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเพื่อผลิตปิโตรเลียมขึ้นมาขาย ทำให้เริ่มมีรายได้จากการลงทุนสำรวจและพัฒนามากกว่า 10 ปี โดยหลุมผลิตและกระบวนการผลิตนั้นได้ถูกออกแบบไว้แตกต่างกันตามชนิดของแหล่งปิโตรเลียม แบ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติและแหล่งน้ำมันดิบ

ก๊าซธรรมชาติเป็นของไหลที่มีน้ำหนักเบา สามารถไหลขึ้นมาด้วยตัวเองจากความดันสูงจากใต้พิภพ หลุมผลิตสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติโดยธรรมชาติในประเทศไทยนิยมใช้เป็นแบบหลุมแคบ หรือ Slim Hole ซึ่งไม่จำเป็นต้องมีอุปกรณ์อะไรมาก ทำให้ลดต้นทุนการขุดเจาะเพื่อให้แหล่งเล็กๆ อย่างในประเทศไทยที่ต้องขุดเจาะหลุมจำนวนมากนั้นสามารถลงทุนให้คุ้มทุนได้ และเมื่อระยะการผลิตผ่านไปได้ระยะหนึ่งความดันจะลดลงจนถึงระดับหนึ่ง ทำให้ความดันที่ปากหลุมไม่สามารถส่งก๊าซจากแท่นหลุมผลิตต่อไปที่แท่นกระบวนการผลิตได้ ก็จะทำการติดตั้งเครื่องอัดก๊าซ (Booster Compressor) เพื่อช่วยเพิ่มความดันจากปากหลุมส่งไปที่แท่นกระบวนการผลิตได้

โดยธรรมชาตินั้น น้ำมันดิบเป็นของไหลที่มีน้ำหนักมากกว่าก๊าซธรรมชาติแต่เบากว่าน้ำ ช่วงการผลิตระยะแรกจะสามารถไหลขึ้นมาด้วยตัวเองจากความดันสูงจากใต้พิภพ แต่เมื่อความ

ดันลดลงจนถึงระดับหนึ่ง น้ำมันดิบจะไม่สามารถไหลขึ้นมาบนปากหลุมได้ด้วยตัวเอง จำเป็นต้องมีอุปกรณ์การผลิตเพิ่มเติม (Artificial Lift) หลุมผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันดิบส่วนใหญ่ยังเป็นหลุมแบบมาตรฐาน หรือ Conventional Hole เพื่อให้สามารถติดตั้งอุปกรณ์ช่วยในการผลิตน้ำมันดิบในหลุมได้ เช่น ติดตั้งระบบการอัดก๊าซช่วยการผลิตน้ำมัน (Gas Lift) ติดตั้งระบบปั๊มผลิตน้ำมัน (Pump) ติดตั้งระบบแยกโซนการผลิต (Multi-zone Completion) เป็นต้น

ในส่วนของกระบวนการผลิตปิโตรเลียมนั้น จะแตกต่างกันไปตามชนิดของแหล่งปิโตรเลียม โดยจะมีลักษณะเฉพาะต่างๆ ดังนี้

5.1 แหล่งก๊าซธรรมชาติชนิดเปียก (Wet Gas)

เป็นชนิดที่พบมากในอ่าวไทย โดยของไหลที่ไหลออกมาจากใต้พิภพจะมีด้วยกัน 3 ชนิด คือ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท (หรือ ก๊าซธรรมชาติเหลว) และ น้ำ ซึ่งของไหลทั้ง 3 ชนิดจะไหลขึ้นมาบนปากหลุมและรวมกันหลายหลุมบนแท่นหลุมผลิต แล้วจะถูกส่งต่อรวมกันไปที่แท่นกระบวนการผลิต

แผนภาพที่ 3-23 กระบวนการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งก๊าซธรรมชาติ

ที่มา: ปตท. สผ., 2556

แท่นกระบวนการผลิตจะทำการแยกของไหลทั้ง 3 ชนิดนี้ออกจากกันด้วยเครื่องแยกสถานะ (separator) ดังต่อไปนี้

5.1.1 ก๊าซธรรมชาติ ที่มีน้ำหนักเบาที่สุด จะถูกแยกออกทางด้านบนของเครื่องแยกสถานะ จากนั้นก็ถูกส่งเข้าไปในระบบอัดความดัน (Compressor) ก่อนถูกส่งไปที่ระบบดูดความชื้น (Dehydration Unit) เป็นกระบวนการมาตรฐาน สำหรับบางแหล่งที่มีสารปนเปื้อนจำนวนมาก เช่น สารปรอท (Hg) ก๊าซไข่เน่า (H_2S) และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) จะต้องติดตั้งระบบกำจัดสารพวกนี้ก่อนส่งเข้าในระบบมาตรวัด (Metering) ในระบบการซื้อขายและส่งเข้าท่อก๊าซของ ปตท.

5.1.2 คอนเดนเสท หรือ ก๊าซธรรมชาติเหลว จะถูกแยกออกจากทางด้านหลังของเครื่องแยกสถานะ และถูกส่งเข้าไปในระบบทำให้เสถียร (Stabilization) เพื่อรักษาค่าความดันไอให้มีสถานะของเหลวที่คงตัว เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการส่งไปเก็บรักษายังเรือกักเก็บเพื่อรอการจำหน่าย (Floating Storage Offloading, FSO) ส่วนก๊าซที่หลุดออกจากระบบทำให้เสถียรนี้บางส่วนจะถูกส่งเข้าระบบอัดความดันเพื่อส่งต่อไปยังกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ และบางส่วนที่ความดันต่ำจนเกินไปจะถูกส่งไปยังปล่องเผาก๊าซ (Flare)

5.1.3 น้ำ ที่มีน้ำหนักมากที่สุดจะถูกแยกออกจากทางด้านล่างของเครื่องแยกสถานะ จะถูกส่งต่อไปยังระบบบำบัดน้ำเสียเพื่อแยกพวกสิ่งเจือปน เช่น ทราย และพวกเศษตะกอนต่างๆ ก่อนนำไปอัดกลับไปที่หลุมกำจัดน้ำ (Disposal well) กลับลงไปสู่ใต้พิภพ

ข้อมูลการผลิตทั้งหมด เช่น อัตราการไหล ความดัน อุณหภูมิ คุณสมบัติและองค์ประกอบของปิโตรเลียม ฯลฯ จะถูกส่งต่อไปให้วิศวกรปิโตรเลียมใช้ทำการศึกษา ติดตามวิเคราะห์ข้อมูล เพื่อใช้คำนวนปริมาณสำรองคงเหลือ วางแผนการพัฒนาแหล่งและหาวิธีการผลิตปิโตรเลียมที่ให้ได้ปริมาณสำรองสูงที่สุดและมีผลตอบแทนสูงที่สุด

5.2 แหล่งก๊าซธรรมชาติชนิดแห้ง (Dry Gas)

เป็นชนิดที่พบมากบนบก โดยเฉพาะภาคอีสาน โดยของไหลที่ไหลออกมาจากใต้พิภพจะมีด้วยกัน 2 ชนิด คือก๊าซธรรมชาติ และ น้ำ ซึ่งกระบวนการผลิตจะมีความคล้ายคลึงกับกระบวนการผลิตของก๊าซธรรมชาติชนิดเปียก แต่จะไม่มีระบบการผลิตคอนเดนเสท

5.3 แหล่งน้ำมันดิบ (Crude)

เป็นแหล่งที่พบทั้งแหล่งบนบกและอ่าวไทยตอนบนของประเทศไทย โดยของไหลที่ไหลออกมาจากใต้พิภพจะมีด้วยกัน 3 ชนิด คือ น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ (เรียกว่า Associated Gas) และ น้ำ ซึ่งของไหลทั้ง 3 ชนิดจะไหลขึ้นมาบนปากหลุมและรวมกันหลายหลุมบนแท่นหลุมผลิต แล้วจะถูกส่งต่อรวมกันไปที่แท่นกระบวนการผลิต สำหรับแหล่งน้ำมันดิบบนบกส่วนใหญ่

เช่น แหล่งน้ำมันดิบสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันดิบสุพรรณบุรี ของ ปตท.สผ. จะทำการส่งของไหลผ่านระบบให้ความร้อนและเครื่องแยก 2 สถานะ (2-Phase Separator) แยกของไหลออกเป็นสองชนิดก่อนคือ ของเหลวและก๊าซธรรมชาติ

น้ำมันดิบและน้ำจะถูกแยกออกจากด้านล่างของเครื่องแยกสถานะรวมกันเป็นของเหลวและถูกส่งต่อไปที่ถังกักเก็บน้ำมันดิบและน้ำ (Tank Farm) จะมีการใส่สารเร่งการแยกชั้น (Demulsified) ก่อนเข้าถังกักเก็บเพื่อแยกน้ำมันดิบกับน้ำที่อยู่ในถังกักเก็บนั้น น้ำที่มีความถ่วงจำเพาะหรือน้ำหนักมากกว่าจะถูกแยกชั้นและตกลงไปก้นถัง จากนั้นก็จะถูกส่งต่อไปถังกักเก็บน้ำเพื่อทำการบำบัดน้ำเสียก่อนอัดกลับลงไปในหลุมบำบัดและลงไปสู่ใต้พิภพอีกครั้ง ส่วนน้ำมันดิบที่แยกชั้นจะไปอยู่ส่วนบนของถังกักเก็บ จะถูกส่งต่อไปที่โรงกลั่นน้ำมันโดยรถไฟหรือรถบรรทุก

บทที่ 4
การเปิดสัมปทานรอบใหม่

ข้อมูลพื้นฐาน และความเป็นมา

สืบเนื่องจากการที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ได้ออกประกาศเรื่อง การให้สัมปทานการขุดเจาะแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทยครั้งที่ 21 ซึ่งประกาศฉบับดังกล่าวได้ลงในราชกิจจานุเบกษา เมื่อวันที่ 26 มิถุนายน พ.ศ. 2555 รวมจำนวน 22 แปลง ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 45,999 ตารางกิโลเมตร ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และในอ่าวไทยจำนวน 4 แปลง โดยกระทรวงพลังงานยังไม่มีนโยบายทบทวนหรือเปลี่ยนแปลงผลตอบแทนที่รัฐได้รับจากการให้สัมปทานปิโตรเลียม ที่มีการแก้ไขส่วนแบ่งล่าสุดเมื่อปีพ.ศ. 2532 และใช้อยู่ในระบบสัมปทาน Thailand III ก่อให้เกิดกระแสต่อต้านคัดค้านและเรียกร้องให้รัฐบาลชะลอการให้สัมปทานครั้งที่ 21 ออกไปจนกว่าจะมีการทบทวนแก้ไขในเรื่องของส่วนแบ่งให้รัฐได้รับผลประโยชน์ วุฒิสภาจึงมอบหมายให้คณะอนุกรรมาธิการเสริมสร้างธรรมาภิบาลด้านพลังงาน ทำการศึกษาและตรวจสอบในส่วนของประเด็นนี้ ซึ่งจากรายงานการพิจารณาศึกษาธรรมาภิบาลในระบบพลังงาน ภาค 3 “ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐจากสัมปทานปิโตรเลียม” ของคณะอนุกรรมาธิการเสริมสร้างธรรมาภิบาลด้านพลังงาน ซึ่งได้นำเสนอปัญหาต่าง ๆ รวมถึงข้อเสนอแนะในการแก้ไขนั้น พบว่ามีหลายประเด็นที่สมควรถูกนำมาขยายความ และชี้แจงให้เกิดความเข้าใจที่ถูกต้อง เนื่องจากประเด็นทางด้านพลังงานนี้มีความเกี่ยวข้องกับความมั่นคงของประเทศโดยตรง ความรู้ความเข้าใจที่ถูกต้องจึงเป็นสิ่งที่สำคัญยิ่งในการเสริมสร้างความมั่นคงของประเทศชาติ

ในรายงานการพิจารณาศึกษาธรรมาภิบาลในระบบพลังงาน ภาค 3 “ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐจากสัมปทานปิโตรเลียม” นั้น คณะอนุกรรมาธิการฯ ได้นำเสนอข้อมูล และสถิติอ้างอิงต่างๆ เพื่อชี้แจงถึงปัญหาต่างๆ ของการเปิดสัมปทานรอบใหม่ และเสนอแนะแนวทางต่อรัฐบาล 4 แนวทาง ดังนี้

1. เสนอให้พิจารณา และทบทวนแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยเฉพาะการทบทวนแก้ไข

1.1 เรื่องสัดส่วนผลประโยชน์สุทธิที่รัฐพึงได้จากผลผลิตปิโตรเลียมทุกชนิด โดยควรถือหลักการแบ่งจาก “ปริมาณผลผลิตที่ได้” ตามปริมาณที่เกิดขึ้นจริงโดยไม่อิงราคาเพื่อหลีกเลี่ยงข้อโต้แย้งเรื่องราคา และคุณภาพที่แท้จริงของปิโตรเลียมที่ผลิตได้ ซึ่งรัฐควรกำหนดส่วน

แบ่งให้ประเทศได้รับไม่ต่ำกว่าประเทศที่มีผลผลิตใกล้เคียงกัน หรือไม่ต่ำกว่าร้อยละ 80-90 ของปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากทุกแหล่งของประเทศไทย

1.2 เรื่องการเพิ่มอำนาจในการต่อรองเพื่อรักษาผลประโยชน์ของประเทศ กล่าวคือ ควรแก้ไขกฎหมายให้รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การขุดเจาะของเอกชนที่นำเข้ามาถึงพื้นที่ขุดเจาะบนแผ่นดินไทยให้ตกเป็นของรัฐโดยทันที เช่นเดียวกับหลักเกณฑ์เงื่อนไขบางประเทศ เช่น อินโดนีเซีย ทั้งนี้ เพื่อรัฐจะได้มีอำนาจในการต่อรองเรื่องผลประโยชน์ใหม่ และสามารถรักษาส่วนแบ่งที่ดีขึ้นในการต่ออายุสัมปทาน หรือเพื่อป้องกันผลประโยชน์ของรัฐจากความเปลี่ยนแปลงหรือความผันผวนใด ๆ ที่อาจเกิดขึ้นได้ในอนาคตทั้งเรื่องปริมาณและราคาปิโตรเลียม รวมไปถึงเพื่อประโยชน์ในการตรวจสอบปริมาณการผลิตได้อย่างถูกต้องโปร่งใสและเป็นธรรมแก่ผู้รับสัมปทานและแก่ประชาชนผู้เป็นเจ้าของทรัพยากร

2. เสนอให้พิจารณาและทบทวนแก้ไขพระราชบัญญัติภาษีปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยเฉพาะการทบทวนและแก้ไขมาตราที่เกี่ยวข้องกับเรื่องการให้เก็บภาษีปิโตรเลียมร้อยละ 50 ด้วยเหตุผลดังนี้

2.1 การระบุดังกล่าว ทำให้เกิดความเข้าใจคลาดเคลื่อนได้ว่า รัฐได้ผลตอบแทนจากสัมปทานปิโตรเลียมสูง ทั้งที่ความเป็นจริงคือ ภาษีปิโตรเลียมร้อยละ 50 ตามกฎหมายที่บังคับใช้อยู่ ได้รวมภาษีนิติบุคคลร้อยละ 30 อยู่ด้วย จึงเห็นควรให้แยกภาษีนิติบุคคลออกจากภาษีปิโตรเลียม เพื่อความเสมอภาคและความเป็นธรรม

2.2 การศึกษาเพิ่มเติมเรื่องการเก็บภาษีปิโตรเลียมจากประเทศอื่นๆ เพื่อประกอบการทบทวนแก้ไขกฎหมายไทยให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น ตัวอย่างเช่น ตามกฎหมายของประเทศเพื่อนบ้าน เช่น ประเทศพม่าและกัมพูชา ทั้งสองประเทศมีการเก็บค่าภาคหลวงจากสัมปทานปิโตรเลียมร้อยละ 10 และร้อยละ 12.5 ตามลำดับ โดยทั้งสองประเทศได้แยกการเก็บภาษีนิติบุคคลร้อยละ 30 ออกจากภาษีปิโตรเลียม โดยเพิ่มการเก็บส่วนแบ่งกำไรแทนการเก็บภาษีปิโตรเลียม กล่าวคือประเทศพม่าเก็บส่วนแบ่งกำไรจากน้ำมันดิบเพิ่มอีกในอัตราร้อยละ 50-80 และเก็บส่วนแบ่งกำไรจากก๊าซธรรมชาติอีกร้อยละ 45-80 ขณะที่ประเทศกัมพูชาเก็บส่วนแบ่งกำไรจากน้ำมันดิบอีกร้อยละ 40-60 และเก็บส่วนแบ่งกำไรจากก๊าซธรรมชาติอีกร้อยละ 35 เป็นต้น

3. ควรมีการแก้ไขปัญหาผลประโยชน์ทับซ้อนของข้าราชการระดับสูงในกระทรวงพลังงาน โดยรัฐควรยึดหลักปฏิบัติสากลที่ให้ความสำคัญในการแยกบทบาทระหว่างผู้กำกับดูแลออกจากบทบาทการเป็นผู้ปฏิบัติในธุรกิจเอกชน เพื่อทำให้กลไกการตรวจสอบความโปร่งใสและป้องกันการทุจริตคอร์รัปชั่นมีผลในทางปฏิบัติจริง และเพื่อให้การเปิดเผยข้อมูลต่อสาธารณชนที่เกี่ยวกับผลประโยชน์ของประเทศในด้านปิโตรเลียมมีความเที่ยงตรงและน่าเชื่อถือ

4. ควรมีการดำเนินการทบทวนและปรับปรุงแก้ไขตามข้อเสนอที่ 1 ถึง 3 ให้เสร็จสิ้นก่อนการเปิดให้สัมปทานรอบที่ 21 และก่อนการต่ออายุสัมปทานปิโตรเลียมทั้งหมด

จากแนวทางทั้งหมดดังที่ได้กล่าวไปนั้น เมื่อพิจารณาและศึกษาโดยละเอียดถี่ถ้วนแล้วพบว่าปัญหาหลัก ที่คณะอนุกรรมาธิการฯได้นำเสนอนั้นอยู่ที่การแบ่งปันผลประโยชน์ของรัฐ ซึ่งสามารถแตกแขนงออกเป็นประเด็นย่อยได้ 3 ประเด็น ได้แก่ สัดส่วนรายได้ของรัฐ (% Of Government Take) ความเป็นเจ้าของอุปกรณ์ในการผลิตปิโตรเลียม และการควบคุมจากภาครัฐ และประเด็นเรื่องการขัดกันของผลประโยชน์ (Conflict of Interest) ซึ่งประเด็นสำคัญทั้งสองประเด็นนี้เป็นประเด็นที่ละเอียดอ่อน หากขาดข้อมูลที่สำคัญจะทำให้ความเข้าใจคลาดเคลื่อนจากความเป็นจริงได้ จึงสมควรถูกนำมาตีแผ่และวิเคราะห์วิจารณ์เพื่อเสริมสร้างความรู้ความเข้าใจให้แก่ทุกฝ่ายสืบไป

สัดส่วนรายได้ของรัฐ

1. ภาพรวม

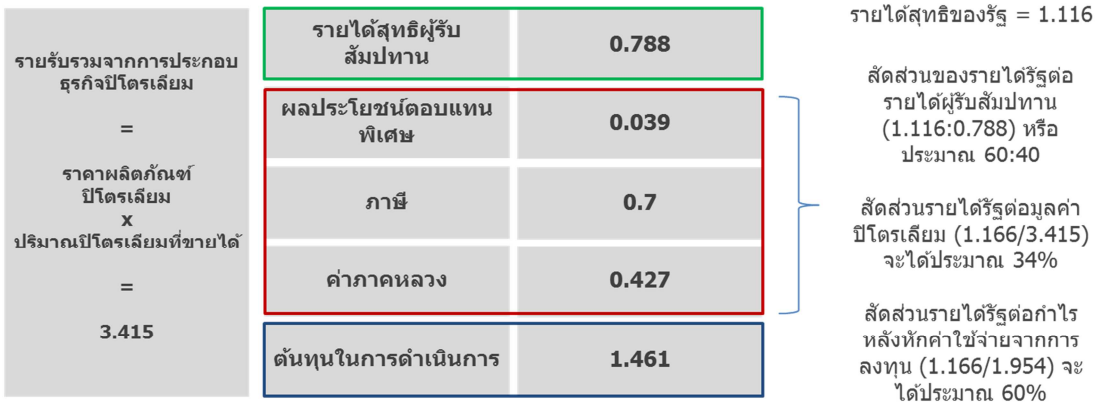
กิจการปิโตรเลียมเริ่มต้นด้วยการลงทุนสำรวจ เมื่อพบปิโตรเลียมจะลงทุนพัฒนาแหล่งเพื่อการผลิต และลงทุนต่อเนื่องในทุก ๆ ปี โดยข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน เมื่อรวมมูลค่าการลงทุนจากทุกแปลงสำรวจ นับจากปี พ.ศ. 2514 จนถึงปี พ.ศ. 2554 มีมูลค่าการลงทุนรวมทั้งสิ้นประมาณ 1.461 ล้านล้านบาท ผู้รับสัมปทานเริ่มผลิตและขายปิโตรเลียมในปีพ.ศ. 2524 นับจนถึงปีพ.ศ. 2554 ผลิตและขายปิโตรเลียมได้รวมเป็นมูลค่าประมาณ 3.415 ล้านบาท จากตัวเลขดังกล่าว เมื่อนำรายได้ที่เกิดจากการขายปิโตรเลียม 3.415 ล้านบาท หักค่าใช้จ่ายจากการลงทุน 1.461 ล้านบาท จะเหลือเป็นกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายจากการลงทุนประมาณ 1.954 ล้านบาท

รายได้รัฐจากการจัดเก็บค่าภาคหลวง (คิดจากมูลค่าการขายถึงสิ้นปี 2554) รวม 0.427 ล้านล้านบาท จากภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ผลการดำเนินงานถึงปีพ.ศ. 2554 จัดเก็บเดือนมิถุนายน ปี พ.ศ. 2555) รวม 0.7 ล้านล้านบาท และจากผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (ผลการดำเนินงานถึงปี พ.ศ. 2554 จัดเก็บเดือนพฤษภาคม ปีพ.ศ. 2555) รวม 0.039 ล้านล้านบาท จึงรวมเป็นรายได้รัฐทั้งหมดประมาณ 1.116 ล้านล้านบาท

รายได้ผู้รับสัมปทาน คิดจากมูลค่าการขายปิโตรเลียม (3.415 ล้านล้านบาท) หักค่าใช้จ่ายในการลงทุน (1.461 ล้านล้านบาท) หักค่าใช้จ่ายที่จ่ายให้กับรัฐ (1.116 ล้านล้านบาท) จะเหลือเป็นรายได้ผู้รับสัมปทาน 0.788 ล้านล้านบาท

จากข้อเท็จจริงที่ได้ชี้แจงไปนั้น สามารถสรุปได้ตามแผนภาพที่ 4-1

<u>แผนภาพที่ 4-1</u> สัดส่วนรายได้รัฐและรายได้ผู้รับสัมปทาน



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

ดังนั้น คำกล่าวอ้างที่ว่าประเทศไทยได้รับรายได้และผลประโยชน์จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมต่ำเพียงร้อยละ 29.87 จึงไม่เป็นความจริงแต่อย่างใด

นอกจากรายได้ตามที่กฎหมายกำหนดแล้ว รัฐยังได้รับรายได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียมโดยเป็นผลประโยชน์พิเศษที่ผู้รับสัมปทานเสนอให้แก่รัฐ เช่น โบนัสการลงนามสัมปทาน (Signature Bonus) โบนัสการผลิต ทุนการศึกษา ฝึกอบรม และค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต ซึ่งเป็นสิทธิตามกฎหมายของผู้รับสัมปทานที่จะได้รับการต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมภายใต้ข้อกำหนด ข้อผูกพัน และเงื่อนไขที่ใช้อยู่ทั่วไปในขณะนั้นได้อีกครั้งหนึ่งเป็นเวลาไม่เกิน 10 ปี ซึ่งรัฐก็ได้รับผลประโยชน์ในอัตราเสมือนผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้ระบบ Thailand III โดยในปัจจุบัน มีบริษัทที่ได้รับการต่อระยะเวลาผลิต เช่น

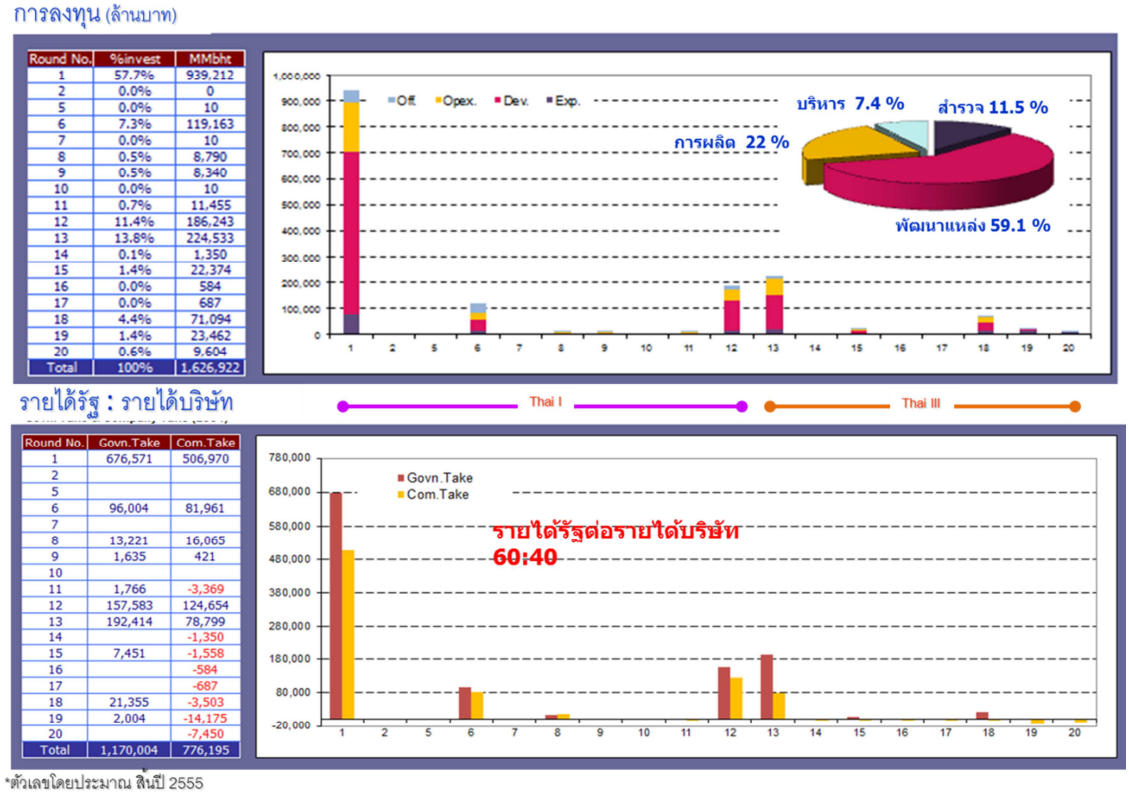
กลุ่มผู้รับสัมปทาน Thailand I

- แหล่งเอราวัณและไกล้เคียง ตกลงจ่ายให้รัฐทั้งโบนัสลงนามและค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต เป็นเงินประมาณ 23,250 ล้านบาท
- แหล่งบงกช ตกลงจ่ายโบนัสการลงนามรวมค่าตอบแทนการต่อระยะเวลาผลิต เป็นเงินประมาณ 13,650 ล้านบาท

กลุ่มผู้รับสัมปทาน Thailand III

- แหล่งบึงหญ้าและบึงม่วง ตกลงจ่ายโบนัสการลงนามและโบนัสรายปีเป็นเงินประมาณ 15 ล้านบาท

<u>แผนภาพที่ 4-2</u> เปรียบเทียบ ผลการดำเนินงานในแต่ละรอบสัมปทาน



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

จากข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน พบว่าการเปิดสัมปทานที่ผ่านมา 20 ครั้ง มีการให้สัมปทานไปแล้ว 108 ฉบับ จำนวน 155 แปลง โดยในปี พ.ศ. 2555 มีสัมปทานเหลือเพียง 53 ฉบับ จำนวน 67 แปลงเท่านั้นที่ดำเนินงานอยู่ เพราะหลายแปลงสัมปทานสำรวจไม่พบปิโตรเลียม ผู้รับสัมปทานขาดทุน และจำเป็นต้องคืนพื้นที่ที่ได้รับสัมปทานแก่รัฐ โดยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 จนถึงเดือนสิงหาคมปี พ.ศ. 2556 นั้นมีการคืนสัมปทานมาแล้ว 88 แปลงสำรวจ ซึ่งเงินลงทุนที่ผู้รับสัมปทานได้ลงทุนไปตั้งแต่ต้นนั้นเป็นการสูญเปล่า (จากข้อมูลตั้งแต่ปี พ.ศ. 2532 เป็นต้นมา มีผู้รับสัมปทาน 32 แปลงสำรวจที่ไม่ประสบความสำเร็จ ได้คืนสัมปทานโดยได้ลงทุนคิดเป็นมูลค่าการลงทุนประมาณ 9,372 ล้านบาท) แต่สำหรับภาครัฐนั้น นอกจากจะได้แปลงสัมปทานกลับคืนมาแล้ว ยังได้ข้อมูลการสำรวจจากผู้รับสัมปทานโดยรัฐไม่ได้ร่วมลงทุนรับความเสี่ยงอีกด้วย สัมปทานที่คืนก็สามารถนำมาเปิดสัมปทานใหม่ได้อีก เพราะผู้รับสัมปทานรายใหม่อาจมีเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่ทำให้พบแหล่งผลิตได้

นอกจากนั้น ในการเปิดสัมปทานรอบที่ 18-20 ในช่วงเริ่มต้นของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมผู้รับสัมปทานจะยังไม่มีกำไร แต่จะต้องเสียผลประโยชน์ให้กับรัฐในรูปแบบของค่าภาคหลวง ดังนี้

ตารางที่ 4-1 ผลประกอบการของสัมปทานรอบ 18, 19 และ 20

รอบสัมปทาน	มูลค่าปิโตรเลียม (ล้านบาท)	มูลค่าการลงทุน (ล้านบาท)	รายได้รัฐ (ล้านบาท)	กำไรบริษัท (ล้านบาท)
18 (พ.ศ. 2543)	68,971	53,105	21,575	-5,708
19 (พ.ศ. 2548)	5,618	18,426	1,936	-14,744
20 (พ.ศ. 2550)	0	7,450	0	-7,450

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

2. การจัดเก็บรายได้ด้วยระบบ Thailand I

ปัจจุบันการบริหารจัดการและการจัดเก็บรายได้ด้วยระบบ Thailand I ได้ดำเนินงานมาเป็นเวลาถึง 42 ปี โดยเป้าหมายหลักของการใช้ระบบนี้เพื่อสร้างแรงจูงใจให้มีผู้ประกอบการมาดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพื่อใช้ภายในประเทศภายใต้ระบบ Thailand I มีแหล่งก๊าซธรรมชาติ เช่น แหล่งเอราวัณ บงกช และแหล่งปลาทอง มีแหล่งน้ำมันดิบบนบกขนาดใหญ่ที่สุด คือ แหล่งสิริกิติ์ ซึ่งข้อมูลการลงทุนและรายได้รัฐอย่างไม่เป็นทางการ ณ สิ้นปี 2555 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 4-2 ผลการดำเนินงานภายใต้ระบบ Thailand I

จำนวนปีดำเนินงานในสัมปทาน (Thailand I)	**42**	**ปี**
ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติสะสม	14,845	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบสะสม	685	ล้านบาร์เรล
มูลค่าปิโตรเลียม	3,237,153	ล้านบาท
เงินลงทุนทั้งหมด	1,227,670	ล้านบาท
ค่าภาคหลวง	404,644	ล้านบาท
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	687,407	ล้านบาท
รายได้รัฐทั้งหมด*	1,092,051	ล้านบาท
สัดส่วนรายได้รัฐ*	**54%**	

*ไม่รวมผลตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิต

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

3 การจัดเก็บรายได้ด้วยระบบ Thailand III

การบริหารจัดการและการจัดเก็บรายได้ด้วยระบบ Thailand III เป็นระบบที่ถูกปรับปรุงให้มีความยืดหยุ่นมากกว่าระบบ Thailand I ด้วยมีการปรับปรุงกลไกการจัดเก็บค่าภาคหลวงให้เป็นระบบขั้นบันไดในอัตราร้อยละ 5-15 จึงสามารถทำให้แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กสามารถพัฒนาขึ้นได้หลายแหล่ง ดังจะเห็นได้จากการมีแหล่งปิโตรเลียมจำนวน 15 แหล่ง 16 โครงการภายใต้ระบบ Thailand III ซึ่งส่วนใหญ่เป็นแหล่งขนาดเล็กที่กำลังผลิตปิโตรเลียมอยู่ในปัจจุบัน ในส่วนของแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ ด้วยระบบ Thailand III ที่มีกลไกของการจัดเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB) ทำให้รัฐสามารถจัดเก็บรายได้เพิ่มขึ้นซึ่งมากกว่าที่เก็บได้จากระบบ Thailand I ดังจะเห็นได้จากการจัดเก็บรายได้รัฐ (ร้อยละ) ที่มีค่าประมาณ 72 ร้อยละ (มากกว่าระบบ Thailand I ที่มีค่าร้อยละ 54) อย่างไรก็ตาม เนื่องจากระบบ Thailand III เพิ่งเริ่มใช้ได้เพียง 24 ปี ซึ่งกว่าจะสามารถจัดเก็บรายได้เข้ารัฐนั้นต้องรอเวลาให้มีการสำรวจและผลิตล่วงเลยจนถึงประมาณปีที่ 5 ของการประกาศใช้ระบบ Thailand III จึงทำให้ผลรวมรายได้รัฐภายใต้ระบบนี้ยังมีมูลค่าน้อยประกอบกับแหล่งปิโตรเลียมส่วนใหญ่มีขนาดเล็ก จึงไม่สามารถจัดเก็บรายได้ได้มากนัก เมื่อนำทั้ง 2 แบบมารวมกัน สัดส่วนรายได้รัฐเฉลี่ย Thailand I และ Thailand III เท่ากับร้อยละ 58 ข้อมูลการลงทุนและรายได้รัฐภายใต้ระบบ Thailand III อย่างไม่เป็นทางการ ณ สิ้นปี 2555 มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ตารางที่ 4-3 ผลการดำเนินงานภายใต้ระบบ Thailand III

จำนวนปีดำเนินงานในสัมปทาน (Thailand III)	**24**	**ปี**
ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติสะสม	899	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
ปริมาณการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบสะสม	272	ล้านบาร์เรล
มูลค่าปิโตรเลียม	698,445	ล้านบาท
เงินลงทุนทั้งหมด	327,480	ล้านบาท
ค่าภาคหลวง	82,937	ล้านบาท
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	140,015	ล้านบาท
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (SRB)	43,523	ล้านบาท
รายได้รัฐทั้งหมด*	266,475	ล้านบาท
สัดส่วนรายได้รัฐ*	**72%**	

*ไม่รวมผลตอบแทนการต่อระยะเวลาการผลิต

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

จากข้อมูลการลงทุน และรายได้รัฐของระบบ Thailand I และ Thailand III เมื่อเปรียบเทียบกันแล้ว รัฐจะสามารถจัดเก็บรายได้จากระบบ Thailand III ได้ในอัตราที่สูงกว่าที่เก็บได้ใน Thailand I และระบบยังมีความเหมาะสมที่จะใช้บริหารจัดการทั้งแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ที่มีโอกาสทำกำไรจากการขายปิโตรเลียมได้แตกต่างกัน ตามความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศไทยดังนี้

- ทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กเพราะมีกลไกการเก็บค่าภาคหลวงแบบขั้นบันไดร้อยละ 5-15 ตามอัตราการผลิต เมื่อเปรียบเทียบกับระบบ Thailand I ที่จะต้องเสียค่าภาคหลวงในอัตราคงที่ที่ร้อยละ 12.5 ทำให้แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กบางแหล่งไม่สามารถพัฒนาได้ เพราะไม่คุ้มค่าที่จะทำการผลิต
- มีกลไกที่จะเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (Special Remuneration Benefit - SRB) สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่ถูกสำรวจพบว่าเป็นแหล่งขนาดใหญ่ มีอัตราการผลิตสูงกว่าที่ได้มีการประเมินไว้ หรือแม้กระทั่งการปรับเพิ่มขึ้นของราคาน้ำมันที่สูงขึ้นอย่างผิดปกติ

ในระบบ Thailand III รัฐไม่มีความเสี่ยงที่จะต้องร่วมลงทุนกับผู้ประกอบการในการสำรวจและผลิตดังเช่นในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ซึ่งเป็นที่ทราบกันดีว่าธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมนี้มีความเสี่ยงสูงมาก

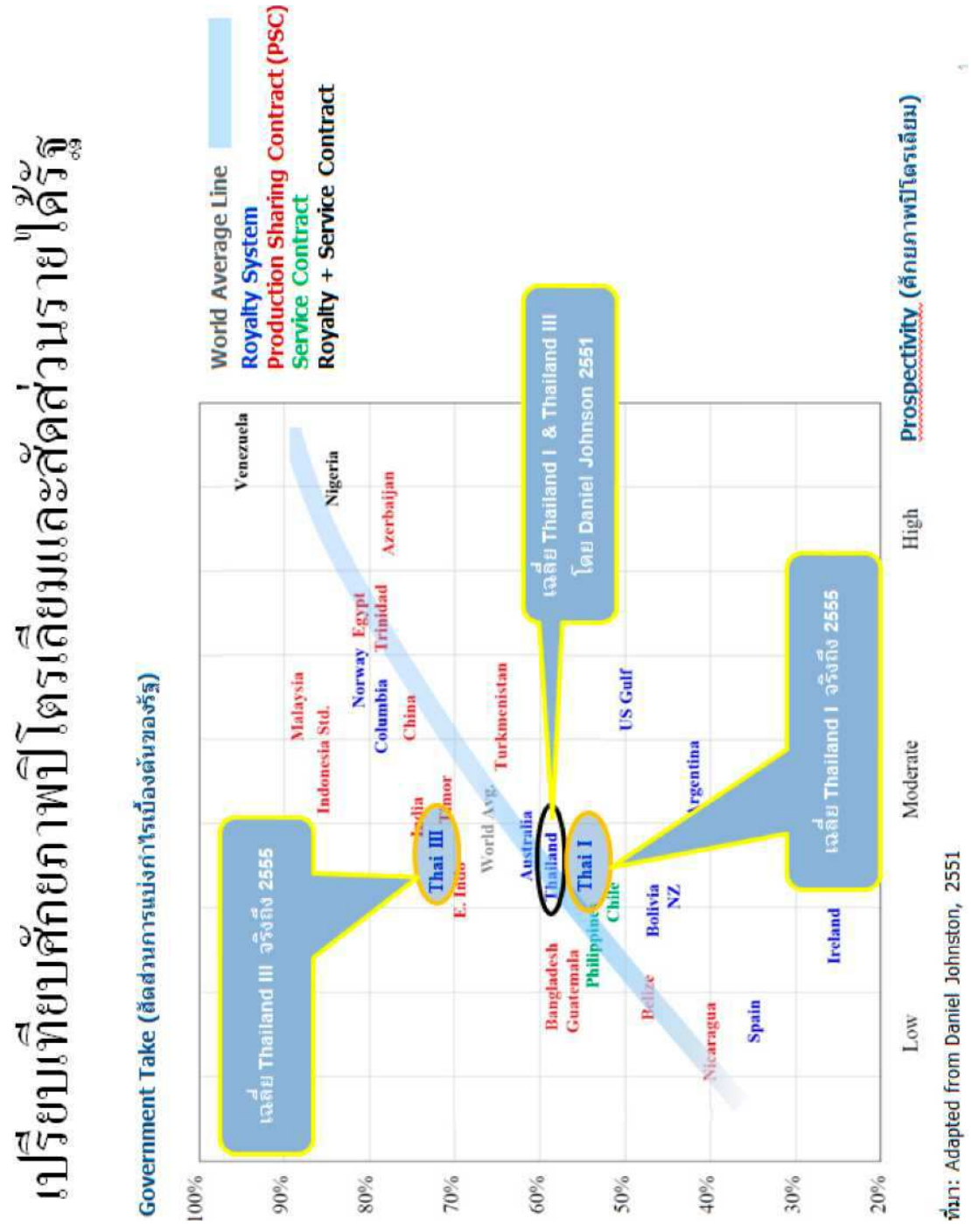
รายละเอียดการเปรียบเทียบกลไกการจัดเก็บรายได้ของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านแสดงในตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-4 เปรียบเทียบกลไกการจัดเก็บรายได้ของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน

กลไก การจัดเก็บรายได้	ไทย	พม่า	มาเลเซีย	อินโดนีเซีย
ระบบจัดเก็บรายได้	สัมปทาน	สัญญา	สัญญา	สัญญา
ค่าภาคหลวง	5-15%	12.5%	10%	20%
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	50%	30%	38%	40%
ส่วนแบ่งกำไรปิโตรเลียมของรัฐ	ไม่มี (เพราะไม่ใช่ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต)	น้ำมัน 50-80% ก๊าซ 45-60%	20-80% (คิดเทียบตามมูลค่าปิโตรเลียมต่อเงินลงทุน)	น้ำมัน 37.5% ก๊าซ 28.6%
ผลประโยชน์พิเศษ จากกำไรที่ผิดปกติ	0-75%	ไม่มี	ไม่มี	ไม่มี
รัฐร่วมลงทุน	ไม่มี	20%	20%	10%

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

<u>แผนภาพที่ 4-3</u> การศึกษาเปรียบเทียบรายได้รัฐจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม



ที่มา: Daniel Johnston, 2551/สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2556

แผนภาพข้างต้นแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างสัดส่วนรายได้รัฐและศักยภาพปิโตรเลียมซึ่งเปรียบเทียบจากหลายๆประเทศ จะเห็นว่า สัดส่วนรายได้รัฐจะมากขึ้นสำหรับประเทศที่มีศักยภาพปิโตรเลียมสูง ซึ่งในการจัดระดับศักยภาพปิโตรเลียมนั้นจะขึ้นอยู่กับโอกาสในการสำรวจพบปิโตรเลียม ขนาดของแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบ รวมไปถึงความยากง่ายในการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งนั้นๆ ขึ้นมาใช้

ดังนั้น ประเทศที่ค้นหาแหล่งปิโตรเลียมได้ง่ายกว่าหรือถ้าพบก็พบเป็นแหล่งขนาดใหญ่ ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตถูกกว่า ก็สามารถจะออกแบบระบบการจัดเก็บรายได้ปิโตรเลียมของตัวเองให้ภาครัฐได้ผลตอบแทนที่สูงกว่าได้ ซึ่งในขณะเดียวกัน ผู้รับสัมปทานก็ยังสามารถได้รับผลตอบแทนเพียงพอจากการลงทุนที่มีต้นทุนสูงมากด้วยเช่นกัน แต่หากประเทศที่มีศักยภาพปิโตรเลียมต่ำแต่รัฐเรียกเก็บรายได้ในสัดส่วนที่สูง ก็จะไม่จูงใจให้เกิดการลงทุน ดังเช่นกรณี Thailand II ที่เคยเกิดขึ้นในประเทศไทย

แผนภาพที่ 4-3 แสดงให้เห็นถึงสัดส่วนรายได้รัฐที่ได้รับจากผู้รับสัมปทาน จะเห็นว่าสัดส่วนรายได้ที่รัฐจัดเก็บจากระบบ Thailand I ถือว่าอยู่ในระดับกลางของเส้นแนวโน้ม ในขณะที่สัดส่วนรายได้รัฐยิ่งสูงขึ้น อยู่เหนือเส้นแนวโน้มในกรณีจัดเก็บภายใต้ระบบ Thailand III เมื่อพิจารณาถึงศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศที่อยู่ในระดับกลางค่อนมาทางต่ำ อนึ่ง ด้วยระบบ Thailand III ที่ได้ถูกนำมาใช้เพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นกับแหล่งขนาดเล็ก ทำให้สามารถพัฒนาได้ในเชิงพาณิชย์ และมีกลไกในการเก็บรายได้เข้ารัฐเพิ่มมากขึ้นเมื่อพบแหล่งขนาดใหญ่หรือเมื่อโครงการมีกำไรเกินควร หากดูเฉพาะตัวเลขค่าภาคหลวงในระบบ Thailand III จะพบว่ารัฐเก็บได้ร้อยละ 11.9 จากมูลค่าปิโตรเลียมที่ขาย ดังนั้น ที่มีการกล่าวว่ารัฐจัดเก็บจริงได้เพียงร้อยละ 7 นั้นจึงไม่เป็นความจริงแต่อย่างใด

4. ราคาน้ำมันดิบอ้างอิง

สำหรับกรณีที่มีข้อสงสัยว่าในอดีตน้ำมันดิบราคาต่ำเพียง 18 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล แต่ปัจจุบันราคาน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้นประมาณ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล แต่ประเทศไทยยังคงใช้ระบบสัมปทานที่ออกในพระราชบัญญัติปิโตรเลียมพ.ศ. 2532 หรือที่เรียกว่าระบบ Thailand III ในการจัดเก็บรายได้เข้ารัฐ โดยเฉพาะค่าภาคหลวงที่มีการจัดเก็บเข้ารัฐต่ำ และไม่มีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงแก้ไขนั้น จำเป็นที่จะต้องมีการชี้แจงว่าในระบบ Thailand III ผู้รับสัมปทานต้องจ่ายค่าภาคหลวง ร้อยละ 5-15 จะเริ่มมีการจัดเก็บเมื่อผู้รับสัมปทานเริ่มมีรายได้จากการผลิตและจำหน่ายปิโตรเลียม (ไม่ว่าจะมีกำไรหรือไม่) โดยจะจัดเก็บเข้ารัฐเป็นรายเดือน แหล่งที่มีการผลิต

ได้มากจ่ายมาก แหล่งที่มีการผลิตน้อยจ่ายน้อยตามขั้นบันได หากราคาน้ำมันสูงขึ้น ค่าภาคหลวงที่จะเก็บได้ก็จะสูงขึ้นไปด้วย

ดังนั้น แม้ราคาน้ำมันดิบจะสูงหรือต่ำ เงินที่รัฐควรจะได้ก็จะแปรผันตรงกับราคาน้ำมันดิบที่ไม่แน่นอนนั้นด้วยเช่นกัน ซึ่งรัฐเก็บค่าภาคหลวงเป็นร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียมที่จำหน่ายได้ รัฐก็ย่อมต้องได้เงินเข้ารัฐมากขึ้นตามราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นเมื่อผู้รับสัมปทานมีรายได้มากขึ้น กำไรก็มากขึ้นตาม และภาษีปิโตรเลียมก็จะถูกจัดเก็บเข้ารัฐเพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย ยกตัวอย่างเช่น สมมติว่าบริษัทผู้รับสัมปทานต้องเสียค่าภาคหลวง ร้อยละ 5 หมายถึงรัฐได้ร้อยละ 5 จากมูลค่าปิโตรเลียม (ราคาน้ำมัน x ปริมาณที่ผลิต) ดังตารางที่ 4-5

ตารางที่ 4-5 เปรียบเทียบรายได้รัฐแปรผันตามราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มสูงขึ้น

ราคาน้ำมันดิบ (เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล)	ปริมาณการผลิตรวมรายเดือน (บาร์เรล)	มูลค่าปิโตรเลียม (เหรียญสหรัฐ)	ค่าภาคหลวงที่ผู้รับสัมปทานต้องจ่ายให้กับรัฐร้อยละ 5 (เหรียญสหรัฐ)
18	10,000	18 x 10,000 = 180,000	9,000
100	10,000	100 x 10,000 = 1,000,000	50,000
ส่วนต่างค่าภาคหลวงที่จะเก็บเข้ารัฐหากราคาน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้น			41,000

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

จากตารางการเปรียบเทียบราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มสูงขึ้น จะพบว่าแม้ราคาน้ำมันดิบจะเพิ่มสูงขึ้นจาก 18 เป็น 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ค่าภาคหลวงที่เก็บเข้ารัฐจะเพิ่มสูงขึ้นตามไปด้วย คือเพิ่มขึ้น 41,000 เหรียญสหรัฐ ซึ่งการเก็บค่าภาคหลวงนั้นไม่เกี่ยวกับการมีหรือไม่มีส่วนแบ่งกำไร เพราะจะจัดเก็บค่าภาคหลวงเมื่อผู้รับสัมปทานเริ่มมีการจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตขึ้นมาได้ และจะต้องจ่ายค่าภาคหลวงให้กับรัฐเป็นรายเดือน โดยไม่คำนึงถึงว่าบริษัทผู้รับสัมปทานจะยังคงขาดทุนหรือมีกำไรจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมหรือไม่

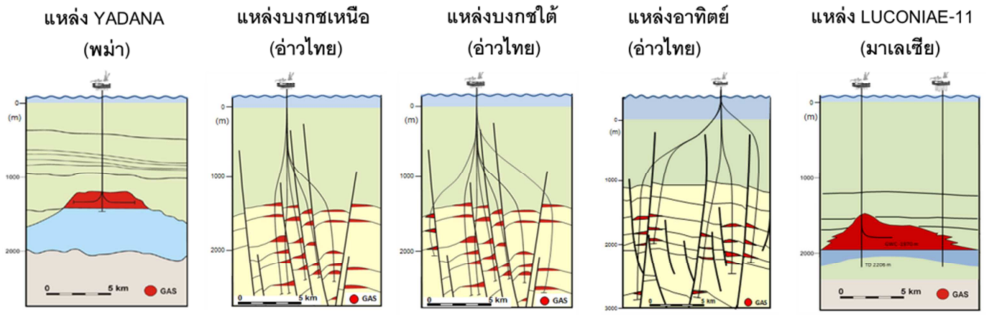
ข้อเท็จจริงที่สำคัญอีกประการหนึ่งที่ไม่ควรมองข้าม และจำเป็นที่จะต้องทำความเข้าใจคือ ต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบในตลาด หมายถึงว่ากำไรของผู้รับสัมปทานไม่ได้แปรผันตามราคาน้ำมันดิบในตลาดเพียงอย่างเดียว แต่ยังแปรผันตามต้นทุนการผลิตที่มีอัตราการเพิ่มขึ้นไม่น้อยไปกว่าอัตราการผลิตต่อราคาน้ำมันดิบในตลาด

5. ลักษณะเฉพาะทางธรณีวิทยา

ประเด็นที่เกี่ยวข้องและมีการถกเถียงกันในวงกว้างและควรได้รับการชี้แจงด้วยข้อมูลที่ถูกต้อง เพื่อความเข้าใจที่ถูกต้อง คือความจริงที่ว่า จำนวนหลุมผลิตมาก ไม่ได้หมายความว่าจะมีปริมาณปิโตรเลียมมากตามจำนวนหลุม แต่ในทางตรงกันข้าม จำนวนหลุมที่มากนี้เป็นต้นทุนมหาศาลที่ผู้รับสัมปทานต้องแบกรับเป็นเงาตามตัว

เพราะประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กเป็นกระเปาะ โครงสร้างทางธรณีวิทยาไม่ต่อเนื่อง หลุมๆหนึ่งผลิตปิโตรเลียมได้ไม่มาก ไม่เหมือนกับแหล่งใหญ่ไม่ต้องใช้หลุมผลิตจำนวนมากก็ผลิตได้มาก ซึ่งสามารถศึกษาตัวอย่างการเปรียบเทียบอัตราการผลิตและจำนวนหลุมของแหล่งปิโตรเลียมในไทยและพม่าดังแผนภาพและตารางที่จัดแสดงไว้ด้านล่าง

<u>แผนภาพที่ 4-4</u> ความแตกต่างทางธรณีวิทยาของแหล่งปิโตรเลียมในไทยและพม่า



	แหล่ง YADANA (พม่า)	แหล่งบงกชเหนือ (อ่าวไทย)	แหล่งบงกชใต้ (อ่าวไทย)	แหล่งอาทิตย์ (อ่าวไทย)	แหล่ง LUCONIAE-11 (มาเลเซีย)
• ปริมาณสำรอง (ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต)	6.5	5.2	1.24	1.21	11.65
• อัตราการผลิต (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน)	770	605	315	233	1138
• จำนวนหลุมผลิต	17	334	85	343	25
• ปริมาณสำรองต่อหลุมผลิต (พันล้านลูกบาศก์ฟุต/หลุม)	382	15	15	4	466

ที่มา: ปตท. สผ., 2557

<u>ตารางที่ 4-6</u> เปรียบเทียบจำนวนหลุมของแหล่งปิโตรเลียมในไทยและพม่า

แหล่งก๊าซธรรมชาติ	จำนวนหลุมผลิต	อัตราผลิตในปี 2555*
บงกช (ไทย)	362 หลุม จาก 28 แท่นผลิต	600 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน
ยาดานา (พม่า)	12 หลุม จาก 2 แท่นผลิต	800 ล้านลูกบาศก์ฟุต ต่อวัน

*อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติโดยประมาณในปี 2555

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ/สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2556

อีกกรณีหนึ่งคือเรื่องที่ประเทศไทยมีหลุมน้ำมัน 5.6 พันหลุม เปิดแล้ว 2.5 พันหลุม ซึ่งต้องมีการทำความเข้าใจว่าส่วนที่เหลือประมาณกว่า 2.5 พันหลุมนั้นเป็นหลุมที่ปิดแล้ว เพราะไม่มีการไหลของปิโตรเลียม ไม่สามารถผลิตปิโตรเลียมจากหลุมนั้นได้อีก หรือผลิตปิโตรเลียมจากหลุมนั้นหมดแล้ว อย่างไรก็ตามหากหลุมปิโตรเลียมนั้นยังมีปิโตรเลียมหลงเหลืออยู่ อาจต้องรอเทคโนโลยีที่ทันสมัยที่สามารถนำปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บนั้นผลิตขึ้นมาได้ ซึ่งต้องไม่ลืมว่าสิ่งที่มักจะตามมากับเทคโนโลยีขั้นสูงที่ทันสมัยก็คือ ต้นทุนการผลิตที่จะต้องถีบตัวสูงขึ้นอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

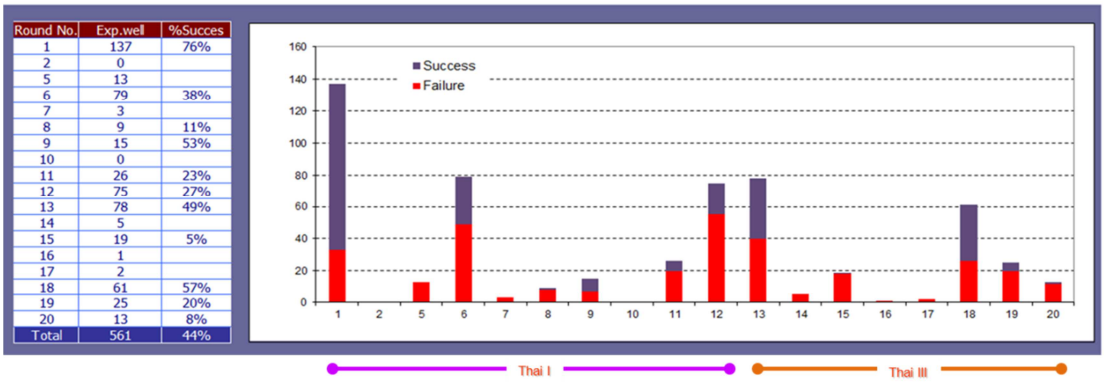
ความสำเร็จในการสำรวจหาปิโตรเลียมนั้นไม่ได้วัดกันที่ตัวเลขความสำเร็จในการเจาะปิโตรเลียม เพราะการเจาะพบปิโตรเลียมนั้นไม่ได้บ่งบอกถึงปริมาณของปิโตรเลียมที่พบว่ามีมากน้อยเพียงใด ผลิตขึ้นมาได้ในเชิงพาณิชย์หรือไม่ ซึ่งมีความเป็นไปได้ว่า เจาะพบแล้วไม่สามารถนำขึ้นมาใช้ประโยชน์ได้หรือนำขึ้นมาได้แต่ปริมาณเพียงน้อยนิดแต่พอคุ้มทุน ผู้รับสัมปทานก็อาจตัดสินใจไม่พัฒนาแหล่งเหล่านั้นต่อ ตามที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทก่อนหน้านี้ หลุมเจาะปิโตรเลียมมี 3 ประเภท คือหลุมสำรวจ หลุมประเมิน และหลุมผลิต และในรายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงฯนั้นเป็นการรายงานข้อเท็จจริงผลการเจาะหลุมซึ่งรวมหลุมทั้งสามชนิดเข้าด้วยกัน และการเจาะพบปิโตรเลียมจะพบมากหรือน้อย ส่งผลต่อปริมาณสำรองฯของประเทศในภาพรวมอย่างไรนั้น มีความจำเป็นจะต้องไปสัมพันธ์เทียบดูข้อมูลในส่วนของปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ได้รายงานไว้ด้วยทุกปี สถิติที่ได้มีการอ้างว่าการเจาะพบปิโตรเลียมมีโอกาสสำเร็จสูงถึง ร้อยละ 80 นั้น ข้อเท็จจริงคือตัวเลขจำนวนหลุมทั้งหมด 852 หลุมที่ระบุว่าเป็นหลุมสำรวจทั้งหมดนั้นแท้จริงแล้วเป็นหลุมสำรวจเพียง 328 หลุม นอกนั้นเป็นหลุมเจาะที่เรียกว่าหลุมประเมินผล ซึ่งเจาะเพื่อหาขอบเขตแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณโครงสร้างใต้ดินที่พบปิโตรเลียมแล้ว จึงทำให้โอกาสในการเจาะเจอปิโตรเลียมในหลุมเหล่านี้มีสูงกว่าหลุมสำรวจมาก ที่สำคัญตัวเลขจำนวนหลุมที่กล่าวถึงเหล่านี้เป็นหลุมที่นับเฉพาะในอ่าวไทยเท่านั้น ไม่ได้นับรวมหลุมสำรวจบนบก หากนับเฉพาะหลุมสำรวจ 328 หลุมในอ่าวไทย ตามสถิติของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติระบุว่ามีหลุมที่ประสบความสำเร็จอยู่ที่ประมาณ 200 หลุม ก็จะถือได้ว่าการเจาะหลุมในอ่าวไทยมีโอกาสเจาะแล้วเจอที่ประมาณ ร้อยละ 60 อย่างไรก็ตามสำหรับหลุมสำรวจในพื้นที่อื่นนั้นจะมีโอกาสที่จะเจอน้อยกว่ามาก เช่นหลุมสำรวจในภาคอีสานนั้นมีโอกาสที่จะเจาะแล้วประสบความสำเร็จเพียง ร้อยละ10 เท่านั้น หลุมสำรวจบนบกในภาคกลางก็มีโอกาสเจาะเจอเพียง ร้อยละ 30 เท่านั้น

นอกจากนั้น การที่บริษัท เชฟรอน ได้นำเทคโนโลยี Slim Hole มาใช้ ก็บ่งชี้ได้ว่าธรณีวิทยาปิโตรเลียมของประเทศไทยไม่ได้ดีมาก เพราะเทคนิค Slim Hole คือการเจาะหลุมให้มีขนาดเล็กลงเพื่อที่จะลดต้นทุนในการเจาะหลุมให้ต่ำลง ทั้งนี้ก็เพราะโครงสร้างทางธรณีวิทยา

ปิโตรเลียมในประเทศไทยมีลักษณะเป็นกระเปาะเล็ก ๆ ซึ่งมีปิโตรเลียมสะสมอยู่ไม่มากนักในแต่ละกระเปาะ การเจาะหลุมเพื่อที่จะดึงเอาปิโตรเลียมที่สะสมอยู่ในกระเปาะเล็ก ๆ เหล่านี้จึงไม่จำเป็นต้องใช้หลุมใหญ่แต่จำเป็นต้องเจาะหลุมเป็นจำนวนมาก เพื่อที่จะเจาะสอยไปในกระเปาะเล็กๆ เหล่านี้ให้ได้มากที่สุด ในต้นทุนที่ต่ำที่สุด ซึ่งตัวเลขเปรียบเทียบอัตราผลิตต่อจำนวนหลุมของแหล่งก๊าซธรรมชาติของบริษัท เชฟรอน ซึ่งอยู่ในอ่าวไทยที่ใช้หลุมผลิตกว่า 4,000 หลุม ผลิตก๊าซธรรมชาติวันละประมาณ 1,700 ล้านลูกบาศก์ฟุต เทียบเท่าแหล่งยาดานาของพม่าที่ใช้หลุมแค่ 12 หลุม ผลิตก๊าซธรรมชาติมากกว่า 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน สามารถยืนยันได้ว่าโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมในอ่าวไทยนั้นเล็กมาก จำเป็นต้องมีการเจาะจำนวนมาก หากไม่มีความพยายามที่จะนำเทคโนโลยีการลดต้นทุนการเจาะมาใช้ก็ไม่มีทางที่จะคุ้มทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่กล่าวมาแล้วได้

หากว่าจะพิสูจน์ความสำเร็จของการขุดเจาะสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทยโดยดูจากปริมาณปิโตรเลียมที่พบและผลิตได้ว่าผลจะเป็นอย่างไรนั้น การพิจารณาร้อยละของหลุมที่มีการเจาะพบปิโตรเลียมตามรอบสัมปทานจะเป็นวิธีการวัดความสำเร็จที่เห็นภาพชัดเจนมากที่สุด ดังนี้

<u>แผนภาพที่ 4-5</u> การเจาะหลุมสำรวจตามรอบสัมปทาน

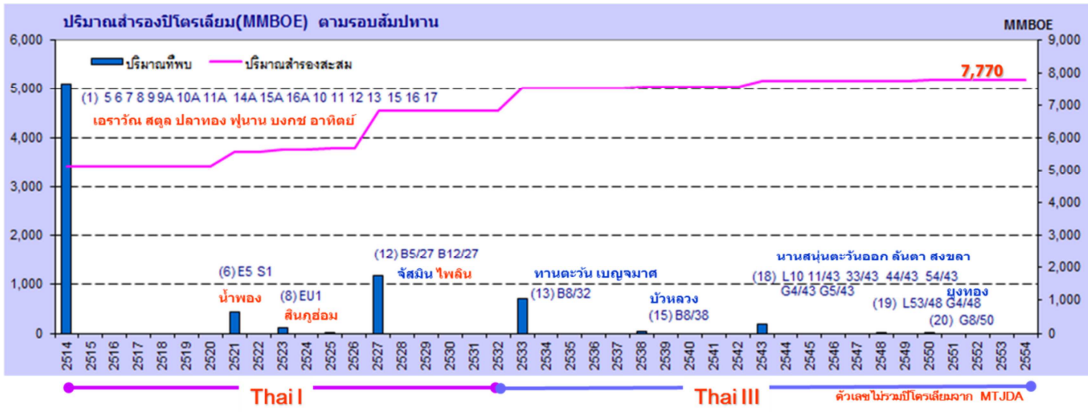


Round No.	Exp.well	%Succes
1	137	76%
2	0	
5	13	
6	79	38%
7	3	
8	9	11%
9	15	53%
10	0	
11	26	23%
12	75	27%
13	78	49%
14	5	
15	19	5%
16	1	
17	2	
18	61	57%
19	25	20%
20	13	8%
Total	561	44%

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

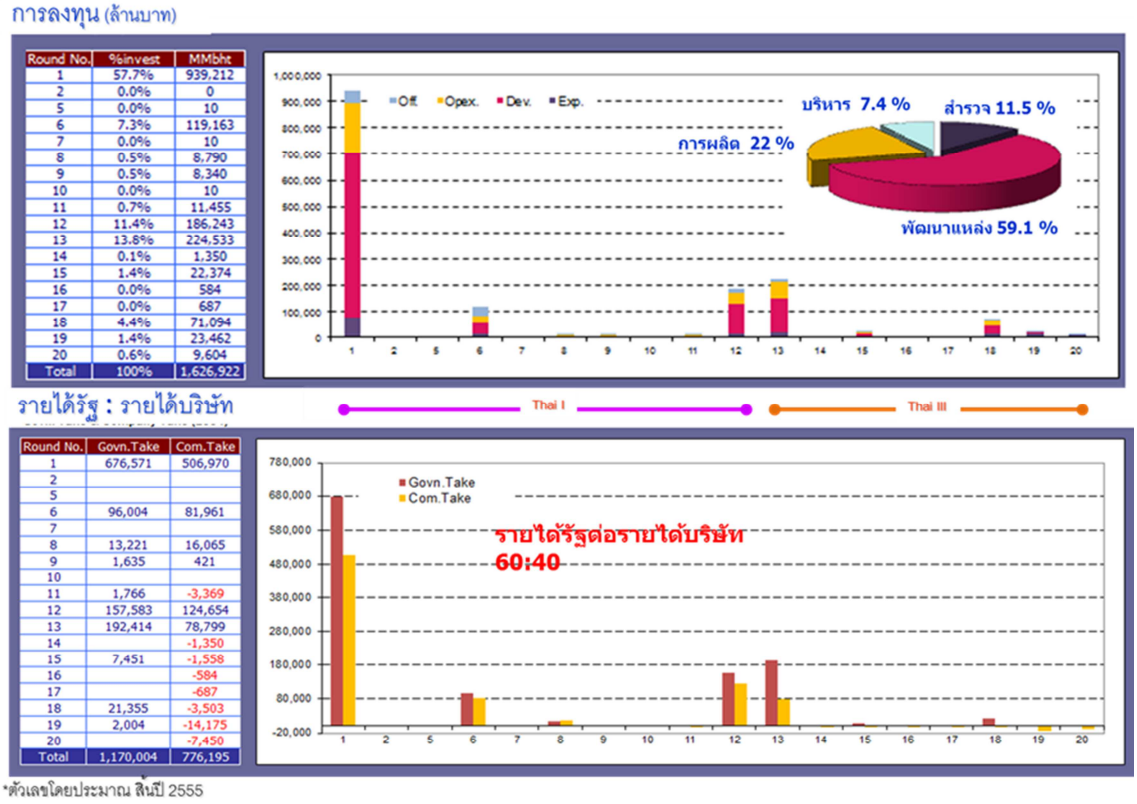
จากแผนภาพที่ 4-5 และ 4-6 จะเห็นได้ว่าอัตราความสำเร็จในการเจาะพบปิโตรเลียมนั้นไม่ได้สัมพันธ์กับปริมาณที่พบ เมื่อเปรียบเทียบดูแล้วจะพบว่าในรอบที่ 12 มีอัตราความสำเร็จในการพบที่น้อยกว่า แต่กลับพบปิโตรเลียมมากกว่าในรอบที่ 18 ซึ่งใช้หลุมสำรวจค่อนข้างมากและอัตราความสำเร็จมากกว่า แต่สุดท้ายพบปิโตรเลียมน้อยกว่า จึงบ่งชี้ได้อย่างชัดเจนว่าปิโตรเลียมหายากขึ้น ศักยภาพปิโตรเลียมลดต่ำลง

<u>แผนภาพที่ 4-6</u> ปริมาณสำรองที่พบตามรอบสัมปทาน



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2555

<u>แผนภาพ 4-7</u> การแบ่งรายได้ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทาน



ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2555

จากแผนภาพทั้งหมดที่ได้แสดงไปนั้น สามารถสรุปได้ว่าความสำเร็จในการพบปิโตรเลียม มูลค่าการลงทุน ปริมาณการผลิต ส่วนใหญ่จะรวมกันอยู่ในแปลงสัมปทานรอบที่ 1 และตั้งแต่รอบที่ 13 ในปี 2532 ซึ่งมีการแก้ไขกฎหมายในการจัดเก็บรายได้ ทำให้รัฐได้สัดส่วนที่เพิ่มขึ้น

เฉลี่ยรวม 74:26 แต่นับตั้งแต่รอบที่ 13 เป็นต้นมามีการพบปิโตรเลียมน้อยมากและภาพรวมยังคงขาดทุนอยู่ จึงไม่เป็นที่ดึงดูดแก่ผู้ลงทุน ซึ่งการดำเนินการแก้ไขกฎหมายเพิ่มรายได้ของรัฐให้เพิ่มสูงขึ้นไปอีกนั้น มีความเป็นไปได้สูงว่าจะทำให้แหล่งสัมปทานเหล่านี้มีความน่าสนใจต่อการลงทุนน้อยลงไปอีก

6. Thailand III และแนวทางปฏิบัติในอนาคต

ในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ได้มีการตั้งข้อสังเกตจากหลายฝ่ายว่ารายได้ที่รัฐได้รับจากการดำเนินงานของกิจการปิโตรเลียมในประเทศภายใต้ระบบการแบ่งรายรับและกำไรของ Thailand I และ Thailand III อยู่ในระดับต่ำกว่าที่ควรจะได้ เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่นๆโดยเฉพาะประเทศเพื่อนบ้านในกลุ่มอาเซียนหรือไม่ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจึงเห็นควรให้มีการศึกษาประเมินการพิจารณาแนวทางที่เป็นไปได้ในการปรับปรุงหลักเกณฑ์การแบ่งปันผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้รับสัมปทานภายใต้กฎ Thailand III ที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน เพื่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดทั้งในแง่ของรายได้รัฐ และในแง่การส่งเสริมให้เกิดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศเพื่อตอบสนองต่อความต้องการพลังงานของประเทศไทย ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่ใช้ในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านในกลุ่มอาเซียน มีเพียงประเทศไทย และประเทศออสเตรเลียเท่านั้น ที่ใช้หลักเกณฑ์ในระบบสัญญาสัมปทาน ส่วนประเทศเพื่อนบ้านอื่น ๆ ไม่ว่าจะเป็นมาเลเซีย อินโดนีเซีย พม่า เวียดนาม และพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ใช้ระบบแบ่งปันผลประโยชน์ แต่ในหลักเกณฑ์ของออสเตรเลียนั้นไม่ได้มีการจัดเก็บค่าภาคหลวงดังเช่นในระบบสัญญาสัมปทานทั่วไป แต่เป็นการเก็บภาษีจากส่วนที่เป็นกำไรโครงการ

ตารางที่ 4-7 เปรียบเทียบเงื่อนไขในหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่ใช้ในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน

	ไทย (Thai I)	ไทย (Thai III)	ออสเตรเลีย	MTJDA	มาเลเซีย	อินโดนีเซีย	เมียนม่าร์	เวียดนาม
ประเภทของ Fiscal Regime	ระบบสัมปทาน	ระบบสัมปทาน	ระบบสัมปทาน	ระบบแบ่งการผลิต	ระบบแบ่งการผลิต	ระบบแบ่งการผลิต	ระบบแบ่งการผลิต	ระบบแบ่งการผลิต
อัตราค่าภาคหลวง	12.5% *	5-15% ตามขั้นบันได	-	10%	10%	20% (First Tranche Petroleum)	12.5%	ตามขั้นบันได น้ำมัน: 10%-29% ก๊าซธรรมชาติ: 2-10%
อัตราสูงสุดในการหักต้นทุนปิโตรเลียมในแต่ละรอบบัญชี **	n.a.	n.a.	n.a.	50%	30-70% ขึ้นอยู่กับ R/C Index	ไม่กำหนด (แต่การมี FTP เทียบเท่ากับการกำหนดเพดานที่ 80%)	50%	น้ำมัน: 50% ก๊าซธรรมชาติ: 70%
ภาษีจากกำไรเกินปกติ (Windfall Profit Tax)	-	Special Remuneratory Benefit (SRB) 0-75% ตามขั้นบันไดจากผลกำไรเกินปกติ	Petroleum Resource Rent Tax (PRRT) 40% จากผลกำไร	-	-	-	-	-
ส่วนแบ่งกำไรปิโตรเลียมของภาครัฐ	n.a.	n.a.	n.a.	50%	20-80% ขึ้นอยู่กับ R/C Index***	น้ำมัน: 37.5% ก๊าซธรรมชาติ: 28.6%	ตามขั้นบันได น้ำมัน: 60-90% ก๊าซธรรมชาติ: 65-90%	50% ***
การร่วมลงทุนของภาครัฐ	-	-	-	-	20%	10%	20%	50% ****
อัตราภาษีเงินได้	50%	50%	30%	ตามปีการผลิต ปีที่ 1-8: 0% ปีที่ 9-15: 10% ปีที่ 16 เป็นต้นไป: 20%	38%	40%	ตามปีการผลิต ปีที่ 1-3: 0% ปีที่ 4 เป็นต้นไป 30%	50%

* หากขายปิโตรเลียมที่ผลิตได้ภายในประเทศ ค่าภาคหลวงที่เสียไปสามารถนำมาหักจากจำนวนภาษีที่ต้องเสียได้
** ต้นทุนปิโตรเลียมหักได้ปีละไม่เกินร้อยละที่กำหนดไว้ ของรายได้รวมในปีนั้นๆ ยอดที่เหลือสามารถยกยอดในปีถัดๆ ไป
*** ส่วนแบ่งกำไรของภาครัฐแบ่งให้บริษัทน้ำมันแห่งชาติ
**** ร่วมลงทุนตั้งแต่ช่วงพัฒนาแหล่งผลิตแล้ว

ที่มา: สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2556

รายงานการศึกษาที่จัดทำโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และสถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทยระบุว่า หากพิจารณาความสมดุลของ Thailand III ต่อประเภทและขนาดของแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่ค้นพบจะได้ข้อสรุปว่าหลักเกณฑ์ Thailand III มีความเหมาะสมในการรักษาสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐและผลตอบแทนของผู้ประกอบการเกือบทุกกรณี คือทำให้อัตราส่วนแบ่งของรัฐจากกำไรเบื้องต้น (Government Take) อยู่ในระดับที่ทำให้อัตราผลตอบแทน (IRR) ที่ผู้ประกอบการได้รับอยู่ในระดับร้อยละ +/-10 นอกจากนี้ เมื่อเปรียบเทียบ Government Take ที่ได้จากการคำนวณด้วย Thailand III กับการคำนวณด้วยหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐที่ใช้ในประเทศในกลุ่มอาเซียนอื่นๆ และออสเตรเลียก็พบว่า Government Take ที่ได้จากการคำนวณด้วย Thailand III อยู่ในระดับกลาง เมื่อเทียบเคียงกับผลจากการคำนวณด้วยหลักเกณฑ์อื่น ยกเว้นในบางกรณีที่พบว่า Thailand III ไม่ทำให้เกิดสมดุลข้างต้น โดยแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่ 1) กลุ่มที่ผู้ประกอบการไม่สามารถทำการผลิตเชิงพาณิชย์ได้เนื่องจากเป็นแหล่งขนาดเล็กและมีสัดส่วนต้นทุนต่อรายรับรวมและต้นทุนต่อปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ 1 บาร์เรลค่อนข้างสูง และ 2) กลุ่มที่ ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนการลงทุนสูงมากเนื่องจากสัดส่วนต้นทุนต่อรายรับรวมและต้นทุนต่อปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ 1 บาร์เรลค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้การเพิ่มความสมดุลของหลักเกณฑ์ Thailand III ในทั้งสองกลุ่มนี้จำเป็นต้องใช้เครื่องมือที่แตกต่างกัน

ในกลุ่มแรกนั้นรัฐอาจต้องเพิ่มความสมดุลให้กับหลักเกณฑ์ Thailand III ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับอัตราค่าภาคหลวง เนื่องจากกรณีนี้ กลไก SRB ไม่ได้ทำงานอยู่แล้ว มีเพียงการจัดเก็บค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้เท่านั้น แต่เนื่องด้วยสัดส่วนต้นทุนต่อรายรับรวมและต้นทุนต่อปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ 1 บาร์เรลค่อนข้างสูง อีกทั้งการจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นการจัดเก็บส่วนแบ่งของภาครัฐจากรายรับที่ยังไม่ได้พิจารณาต้นทุน (Revenue Base) การจัดเก็บค่าภาคหลวงจึงเป็นปัจจัยสำคัญที่ลดทอนความเป็นไปในการผลิตเชิงพาณิชย์ในกรณีนี้มากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตาม การพิจารณาเพิ่มความยืดหยุ่นในกรณีนี้ภาครัฐจะต้องมีการประเมินแล้วว่าประเทศจำเป็นต้องพึ่งพาการผลิตน้ำมันจากแหล่งขนาดกลางและเล็กนี้หรือไม่ หากพิจารณาแล้วว่าจำเป็นก็ต้องกำหนดนโยบายให้ชัดเจนและสื่อให้สังคมเข้าใจด้วย

สำหรับกลุ่มที่สองนั้น ผู้ประกอบการมีผลตอบแทนจากการลงทุนสูงเกินกว่าปกติมาก (ในการศึกษาครั้งนี้ กำหนดให้ค่า IRR ที่เหมาะสมอยู่ที่ระดับร้อยละ 10) การเพิ่มความสมดุลให้กับหลักเกณฑ์ Thailand III จึงอาจมุ่งไปที่เครื่องมือที่จัดเก็บส่วนแบ่งของรัฐจากผลกำไรของผู้ประกอบการ (Profit Base) ได้แก่ ภาษีเงินได้และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ ซึ่งในส่วนของภาษีเงินได้นั้น พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 กำหนดกรอบให้สามารถปรับเพิ่มอัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียมจากร้อยละ 50 เป็นร้อยละ 60 อยู่แล้ว จึงอาจหาแนวทางในการปรับใช้อัตราภาษีเงินได้เพิ่มขึ้น โดยอาจกำหนดให้ปรับเปลี่ยนตามปริมาณการผลิตสะสม แต่ก็จะต้องศึกษาเพิ่มเติมถึงปริมาณที่เหมาะสมจะใช้เป็นกลไกต่อไป

ในส่วนของ SRB อาจจำเป็นต้องพิจารณาปรับสูตรการคำนวณ เพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างการจัดเก็บผลประโยชน์ของภาครัฐและผลตอบแทนการลงทุนของผู้ประกอบการที่เหมาะสม ในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยต่างๆ รวมทั้งการเปลี่ยนแปลงของราคาก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบที่อาจส่งผลให้ผู้ประกอบการมีผลกำไรมากหรือน้อยกว่าระดับที่เหมาะสม โดยอาจกำหนดให้สูตรการคำนวณมีการเปลี่ยนแปลงตามขั้นบันได แทนการกำหนดให้เป็นค่าคงที่ ซึ่งควรจะต้องทำการศึกษาต่อไปว่าปัจจัยใดควรจะใช้เป็นตัวกำหนดขั้นบันไดของการเปลี่ยนแปลงค่า ประเด็นสำคัญอีกหนึ่งประเด็นที่อาจต้องนำมาพิจารณา เพื่อสรุปแนวทางในการปรับหลักเกณฑ์ Thailand III คือความเสี่ยงจากการที่ยังไม่มีแนวทางจากภาครัฐในการจัดการต้นทุนรื้อถอนที่ชัดเจน เป็นความเสี่ยงต่อทั้งผู้ประกอบการและภาครัฐ ในส่วนของผู้ประกอบการคือความเสี่ยงเรื่องการขาดทุนสะสมที่ไม่สามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายในการคิดภาษีเงินได้ ในส่วนของภาครัฐคือ ความเสี่ยงเรื่องภาระของต้นทุนรื้อถอนที่ภาครัฐไม่อาจรับภาระได้ ดังนั้นแนวทางการจัดการต้นทุนรื้อถอนจึงเป็นอีกหนึ่งประเด็นที่ภาครัฐควรเร่งหาข้อสรุป โดยเฉพาะก่อนที่สัญญาสัมปทานแรกจะถึงการผลิตช่วงสุดท้าย

อย่างไรก็ตาม การออกแบบหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการจะต้องรักษาสมดุลระหว่างการจัดเก็บผลประโยชน์เข้าสู่ภาครัฐให้ได้อย่างเหมาะสม และยังดึงดูดการลงทุนจากภาคเอกชนด้วย นั่นหมายความว่าหลักเกณฑ์ที่ใช้ในประเทศใดก็ย่อมมีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศนั้น นอกจากนี้ ต้องเน้นย้ำว่าส่วนแบ่งผลประโยชน์ของรัฐจะมากน้อยเพียงใดไม่ได้ขึ้นอยู่กับรูปแบบของหลักเกณฑ์ที่ใช้ (ระบบสัมปทาน หรือ ระบบแบ่งปันการผลิต) แต่ขึ้นอยู่กับรายละเอียดของหลักเกณฑ์ที่ใช้

กลไกการควบคุมการสำรวจ และผลิตของรัฐ และความเป็นเจ้าของอุปกรณ์ในการผลิตปิโตรเลียม

1. สิทธิความเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต

รูปแบบของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้ประกอบการที่ใช้ในประเทศต่าง ๆ นั้นมีทั้งระบบค่าสัมปทาน ระบบสัญญาซึ่งยังแบ่งเป็นระบบแบ่งปันผลผลิตและระบบรับจ้างบริการ และบางประเทศมีการใช้ทั้งสองระบบ ซึ่งมักจะเป็นช่วงเปลี่ยนผ่านระหว่างระบบเก่าและระบบใหม่

ข้อแตกต่างที่สำคัญของหลักเกณฑ์แต่ละประเภทมีด้วยกัน 3 ประการ ตามที่แสดงไว้ในแผนภาพที่ 4-8 ประการแรกได้แก่เรื่องข้อกำหนดของสัญญา ในระบบสัมปทานนั้น ข้อกำหนดในสัญญาจะเป็นมาตรฐานเดียวกันทุกสัญญา ขณะที่ในระบบสัญญานั้น ข้อกำหนดของสัญญาอาจแตกต่างกันในแต่ละสัญญาแล้วแต่การเจรจาระหว่างหน่วยงานที่มีอำนาจหน้าที่รับผิดชอบ และผู้ประกอบการ

ประการที่สอง สิทธิในการถือปิโตรเลียมที่สำรวจพบเป็นทรัพย์สิน ในระบบสัมปทานผู้รับสัมปทานได้รับสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบว่าเป็นทรัพย์สิน หักค่าภาคหลวงและผลประโยชน์ตอบแทนอื่นๆ ที่พึงจ่ายให้แก่รัฐ ส่วนในระบบสัญญา รัฐถือสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบ ผู้ประกอบการสามารถถือสิทธิปิโตรเลียมที่ผลิตได้เฉพาะส่วนที่หักคืนต้นทุนการผลิต และส่วนแบ่งกำไรปิโตรเลียม และในระบบรับจ้างบริการ รัฐถือสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบ ผู้ประกอบการจะได้รับเพียงค่าจ้างการผลิตเท่านั้น

ประการที่สาม สิทธิความเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิตและความรับผิดชอบในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต ในระบบสัมปทาน ผู้รับสัมปทานเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต โดยเมื่อสิ้นระยะเวลาการผลิต หรือสิ้นสุดสัมปทาน อุปกรณ์ทุกอย่างที่รัฐต้องการ ก็จะตกเป็นของรัฐ เพื่อใช้ประโยชน์ต่อไป ส่วนอุปกรณ์ที่รัฐไม่ต้องการผู้รับสัมปทานมีหน้าที่ต้องทำการรื้อถอนออกไป

ส่วนในระบบแบ่งปันการผลิตและรับจ้างบริการนั้น รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต รวมถึงหน้าที่ในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตเมื่อสิ้นสุดการผลิตปิโตรเลียมอีกด้วย

<u>แผนภาพที่ 4-8</u> การเปรียบเทียบประเภทของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

	ระบบสัมปทาน (Concessionary System)	ระบบสัญญา (Contractual System)	
		ระบบแบ่งปันการผลิต (Production Sharing Contract)	ระบบรับจ้างบริการ (Service Contract)
ข้อกำหนดของสัญญา	ข้อกำหนดมาตรฐานเดียวกันทุกสัญญาสัมปทาน	ข้อกำหนดของสัญญาแตกต่างกันในแต่ละสัญญาแล้วแต่การต่อรอง	
สิทธิในการถือปิโตรเลียมที่สำรวจพบเป็นทรัพย์สิน	ผู้รับสัมปทานได้รับสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบว่าเป็นทรัพย์สิน หักค่าภาคหลวงและผลประโยชน์ตอบแทนอื่นๆ ที่พึงจ่ายให้แก่รัฐ	รัฐถือสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบ ผู้ประกอบการสามารถถือสิทธิปิโตรเลียมที่ผลิตได้เฉพาะส่วนที่หักคืนต้นทุนการผลิต และส่วนแบ่งกำไรปิโตรเลียม	รัฐถือสิทธิในทรัพยากรที่ค้นพบ ผู้ประกอบการจะได้รับเพียงค่าจ้างการผลิตเท่านั้น
สิทธิความเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต และความรับผิดชอบในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต	ผู้รับสัมปทานเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต รวมถึงหน้าที่ในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต เมื่อสิ้นสุดการผลิตปิโตรเลียม	รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต รวมถึงหน้าที่ในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต เมื่อสิ้นสุดการผลิตปิโตรเลียม	รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต รวมถึงหน้าที่ในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต เมื่อสิ้นสุดการผลิตปิโตรเลียม

ที่มา: สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2556

ระบบที่ใช้กันมากทั่วโลกคือระบบสัมปทานและระบบแบ่งปันการผลิต โดยจำนวนประเทศที่ใช้ 2 ระบบนี้ค่อนข้างใกล้เคียงกัน ส่วนประเทศที่เลือกใช้ระบบรับจ้างบริการมีจำนวนไม่มากนัก เนื่องจากหลักเกณฑ์ของระบบรับจ้างบริการไม่ได้เอื้อประโยชน์ให้กับบริษัทผู้รับสัมปทานในทางธุรกิจอย่างสมเหตุสมผล

ตารางที่ 4-9 ประเภทของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ใช้ในประเทศต่างๆ

ระบบสัมปทาน (Concessionary System)		ระบบสัญญา (Contractual System)			
		ระบบแบ่งปันการผลิต (Production Sharing Contract)		ระบบรับจ้างบริการ (Service Contract)	
แอฟริกา	โมรอคโค, นามิเบีย, คองโก, ไนจีเรีย, โซมาเลีย, กานา, แอฟริกาใต้, มาดากัสการ์, เซเนกัล, ตูนีเซีย, มาลี	แอฟริกา	แอลจีเรีย, ลิเบีย, แองโกลา, เอธิโอเปีย, มาดากัสการ์, กาบอง, แทนซาเนีย, ตูนีเซีย, คาเมรูน, โมซัมบิก, อูกันดา, ไลบีเรีย, เคนยา, ไนจีเรีย, แซมเบีย, อียิปต์, โคตไอวิรี่, แกมเบีย, มาลี, ซูดาน	แอฟริกา	ไนจีเรีย
ยุโรป	ออสเตรีย, ฮังการี, โปร์แลนด์, บัลแกเรีย, ไอร์แลนด์, โปรตุเกส, เชคริพับบลิค, อิตาลี, โรมาเนีย, เดนมาร์ก, สเปน, เนเธอร์แลนด์, ฝรั่งเศส, นอร์เวย์., สหราชอาณาจักร, กรีซ	ยุโรป	อัลเบเนีย, มอลตา, โปร์แลนด์, ตุรกี	ยุโรป	
เอเชีย	ออสเตรเลีย, เนปาล, ปาปัวนิวกินี, บรูไน, นิวซีแลนด์, ไทย, ปากีสถาน, ติมอร์	เอเชีย	บังกลาเทศ, อินโดนีเซีย, มองโกเลีย, กัมพูชา, ลาว, MTJDA, จีน, มาเลเซีย, เมียนมาร์, เวียดนาม, อินเดีย	เอเชีย	ฟิลิปปินส์
สหภาพโซเวียตเดิม	รัสเซีย	สหภาพโซเวียตเดิม	อาเซอร์ไบจัน, คาซัคสถาน, รัสเซีย, อุซเบกิสถาน, จอเจีย, เติร์กเมนิสถาน	สหภาพโซเวียตเดิม	อาเซอร์ไบจัน, คาซัคสถาน, รัสเซีย, อุซเบกิสถาน, จอเจีย, เติร์กเมนิสถาน
อเมริกาใต้	อาร์เจนตินา, โคลัมเบีย, ปารากวัย, โบลิเวีย, คอสตาริกา, บราซิล, เวเนซูเอลา	อเมริกาใต้	คิวบา, กัวเตมาลา, จาไมกา, ปานามา, อุรุกวัย, เอกวาดอ	อเมริกาใต้	ชิลี, เอกวาดอ, ฮอนดูรัส, เปรู, ไฮติ, เวเนซูเอลา, ปานามา
ตะวันออกกลาง	สหรัฐอาหรับเอมิเรต, ตุรกี	ตะวันออกกลาง	บาเรน, จอร์แดน, โอมาน, ซีเรีย, อิรัก, ลิเบีย, การ์ตา, เยเมน	ตะวันออกกลาง	อิหร่าน, ซาอุดิอาระเบีย, คูเวต
อเมริกาเหนือ	แคนาดา, สหรัฐอเมริกา	อเมริกาเหนือ	-	อเมริกาเหนือ	-

ที่มา: สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย, 2556

อย่างไรก็ดี ตามที่ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่แล้ว ประเด็นสำคัญคือส่วนแบ่งผลประโยชน์ของรัฐจะมากน้อยเพียงใดไม่ได้ขึ้นอยู่กับรูปแบบของหลักเกณฑ์ที่ใช้ แต่ขึ้นอยู่กับรายละเอียดเงื่อนไขของหลักเกณฑ์ที่ใช้ โดยสำหรับประเด็นในเรื่องความเป็นเจ้าของอุปกรณ์ในการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีข้อเรียกร้องว่ารัฐควรเป็นเจ้าของอุปกรณ์การขุดเจาะของเอกชนที่นำเข้ามาถึงพื้นที่ขุดเจาะบนแผ่นดินไทยให้ตกเป็นของรัฐโดยทันทีนั้นขัดกับหลักของระบบสัมปทานที่ใช้กันในสากล ดังที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ ซึ่งบ่งชี้ชัดเจนว่าอุปกรณ์ทุกอย่างที่รัฐต้องการจะตกเป็นของรัฐเพื่อใช้ประโยชน์ต่อไป ส่วนอุปกรณ์ที่รัฐไม่ต้องการ ผู้รับสัมปทานมีหน้าที่ต้องทำการรื้อถอนออกไป

2. กลไกการควบคุมการดำเนินงานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ส่วนในประเด็นเรื่องของการตรวจสอบปริมาณการผลิตได้อย่างถูกต้องโปร่งใสและเป็นธรรมแก่ผู้มีส่วนได้ส่วนเสียทุกฝ่ายนั้น ถึงแม้ว่ารัฐจะไม่ได้ลงทุนสำรวจปิโตรเลียมเอง แต่เมื่อผู้รับสัมปทานเริ่มสำรวจปิโตรเลียมในแปลงที่ตนได้รับสิทธิ์ รัฐจะมีเจ้าหน้าที่จากหน่วยงานคือกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติซึ่งมีความเชี่ยวชาญ ติดตามตรวจสอบกระบวนการสำรวจในภาคสนามและตรวจสอบข้อมูลการสำรวจที่ต้องจัดส่งในรูปแบบของเอกสารและสื่ออิเลคทรอนิกส์ทุกขั้นตอนตามประกาศกรมฯ ซึ่งระบุไว้โดยละเอียดเกี่ยวกับข้อมูลซึ่งบริษัทผู้รับสัมปทานมีหน้าที่จะต้องรายงาน และการที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีเจ้าหน้าที่กำกับดูแลกิจกรรมการสำรวจอย่างต่อเนื่องนั้นจึงเปรียบเสมือนว่ารัฐได้ร่วมสำรวจไปกับบริษัท และตรวจสอบข้อมูลการสำรวจได้อย่างครบถ้วน

นอกจากนั้น การผลิตก๊าซที่มีความดันสูง ระบบการผลิตจากหลุมผลิตจนถึงจุดซื้อขายเป็นระบบปิด ไม่สามารถผ่องถ่ายไปที่ไหนได้ และในแต่ละจุดมีมาตรวัดปริมาณซึ่งสามารถตรวจสอบได้ทุกเวลา อีกทั้งยังมีบันทึกต่อเนื่องและมีมาตรฐานรองรับ เช่นเดียวกันกับการผลิตน้ำมันดิบจากหลุมผลิตผ่านกระบวนการผลิต เก็บเข้าถังหรือเรือกักเก็บ ก็มีการตรวจวัดปริมาณการผลิต ปริมาณกักเก็บสะสมทุกวัน มีมาตรฐานรองรับ มีการตรวจวัดปริมาตรในถังกักเก็บก่อนและหลังซื้อขาย รถที่ขนส่งมีการตรวจสอบก่อนออกจากแหล่งและก่อนเข้าโรงกลั่น มีระบบ GPS ติดตาม สำหรับในทะเลนั้นเรือขนถ่ายที่จะเข้ามารับน้ำมันจากเรือกักเก็บ จะต้องได้มาตรฐานในเรื่องความปลอดภัย การขนถ่าย มีหลายหน่วยงานที่ต้องเกี่ยวข้องโดยเฉพาะถ้าต้องส่งออก และมีเจ้าหน้าที่รัฐกำกับดูแลในเรื่องปริมาณขนถ่าย ซึ่งทั้งหมดตามที่ได้กล่าวไปนั้นเป็นไปตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 12 ว่าด้วยเรื่องหลักเกณฑ์และวิธีการผลิตปิโตรเลียม

กล่าวโดยรวม การผลิตปิโตรเลียมนั้นมีมาตรฐานสากลรองรับ เช่น American Petroleum Institute (API) และ American Society For Testing And Materials (ASTM) รวมทั้งวิธีการติดตั้ง ตรวจสอบ มาตรวัด ปริมาณก๊าซและน้ำมัน ก็มีหลักเกณฑ์วิธีการที่บัญญัติไว้ชัดเจน ดังนั้น ความแตกต่างของระบบการควบคุมการดำเนินการภายใต้ระบบสัมปทานและภายใต้ระบบสัญญามิได้มีผลกระทบอย่างมีนัยต่อการควบคุมตรวจสอบการดำเนินการสำรวจและผลิตจากภาครัฐแต่อย่างใด

การขัดกันของผลประโยชน์ (Conflict of Interest)

ในอดีตที่ผ่านมาต้องยอมรับว่ามีความไม่ชัดเจนและในบางครั้งมีการขัดกันในเรื่องของบทบาทหน้าที่ การกำหนดแนวนโยบาย การกำกับดูแล การบริหารและปฏิบัติงานในกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้น นอกจากนี้ยังมีความกังวลและข้อครหาจากภาคสังคมและองค์กรอิสระต่างๆ

ในเรื่องการแทรกแซงจากฝ่ายการเมืองที่จะนำไปสู่การเข้ามาแสวงหาผลประโยชน์โดยมิชอบ แนวทางในการดำเนินการ ที่จะนำเสนอในรายงานในฉบับนี้ อ้างอิงเนื้อหาสาระบางส่วนตามแนวทางปฏิรูปพลังงาน เพื่อความยั่งยืนของกลุ่มปฏิรูปพลังงานเพื่อความยั่งยืน ซึ่งเป็นแนวทางข้อเสนอของกลุ่มผู้ทรงคุณวุฒิ และผู้เชี่ยวชาญด้านพลังงานที่มีประสบการณ์การทำงานเกี่ยวพันกับพลังงานมาเป็นเวลายาวนาน และเชื่อได้ว่าไม่มีส่วนได้ส่วนเสียกับกลุ่มการเมืองหรือกลุ่มผลประโยชน์ใดๆ

แนวทางข้อเสนอหลักของกลุ่มปฏิรูปพลังงานเพื่อความยั่งยืน คือดึงการดูแลผลประโยชน์ของรัฐในฐานะผู้ถือหุ้นออกจากการครอบงำและแทรกแซงจากปัจจัยภายนอกและลดช่องทางที่จะนำไปสู่การเข้ามาแสวงหาผลประโยชน์โดยมิชอบในกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้น (ซึ่งจะตรงกันข้ามกับความเห็นหลายฝ่ายที่ต้องการเพิ่มบทบาทของรัฐในการบริหารจัดการและภาคปฏิบัติ) ควบคู่กับการเพิ่มความโปร่งใสและระดับธรรมาภิบาลในกิจการพลังงานดังกล่าว ซึ่งจะมีผลให้กิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้นมีประสิทธิภาพมากขึ้น สามารถจัดหาพลังงานให้แก่ผู้ใช้ในประเทศในต้นทุนที่เหมาะสม อีกทั้งยังจะมีขีดความสามารถมากขึ้นในการแข่งขันในเวทีโลก โดยมีกรอบการดำเนินการดังนี้

1. การป้องกันผลประโยชน์ทับซ้อนของเจ้าหน้าที่รัฐ

1.1 แยกการกำกับดูแล การกำหนดนโยบาย และการดูแลผลประโยชน์ของรัฐในฐานะของผู้ถือหุ้นออกจากกันอย่างชัดเจน ไม่ให้ ข้าราชการ ที่มีหน้าที่กำกับดูแลหรือมีอำนาจตามกฎหมายในการกำหนดนโยบาย ที่อาจให้คุณหรือโทษต่อกิจการ เป็นกรรมการในบริษัทมหาชนที่รัฐถือหุ้นที่อยู่ในตลาดหลักทรัพย์

1.2 ปรับปรุงระบบการสรรหาและแต่งตั้งกรรมการรัฐวิสาหกิจที่เป็นบริษัทมหาชนและบริษัทที่รัฐถือหุ้นให้เป็นไปตามมาตรฐานสากลของบริษัทชั้นนำของโลก และให้กรรมการอิสระมีความเป็นอิสระอย่างแท้จริงตามเจตนารมณ์ โดยให้ระบบการสรรหาและแต่งตั้งมีความชัดเจน มีเหตุผลอธิบายต่อสาธารณะได้และมีขั้นตอนในการกลั่นกรองคุณสมบัติและความเหมาะสมที่เข้มงวด รวมทั้งให้มีความโปร่งใส และให้ประชาชนสามารถรับรู้ได้

1.3 ข้าราชการที่เป็นกรรมการรัฐวิสาหกิจหรือกรรมการในบริษัทที่รัฐถือหุ้นในฐานะผู้แทนของรัฐถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของการปฏิบัติหน้าที่ในฐานะข้าราชการประจำ จึงควรได้รับผลตอบแทนในระดับที่เหมาะสม หากมีผลตอบแทนส่วนเกินสมควรให้นำส่งคลัง เพื่อให้ข้าราชการสามารถทำหน้าที่ปกป้องผลประโยชน์ของประเทศได้อย่างแท้จริงและมีประสิทธิภาพ โดยไม่ให้เกิดความขัดแย้งของผลประโยชน์ (Conflict of interest) ในการทำหน้าที่

1.4 ผู้บริหารรัฐวิสาหกิจที่ไปเป็นกรรมการในบริษัทในเครือควรได้รับผลตอบแทนตามวิธีปฏิบัติของบริษัทชั้นนำในตลาดหลักทรัพย์ฯ

1.5 ปรับปรุงระบบการสรรหาผู้บริหารสูงสุด (CEO) ของกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้น (และรัฐวิสาหกิจอื่นด้วย) ให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากล (ซึ่งจำเป็นต้องแก้ไขพระราชบัญญัติคุณสมบัติมาตรฐานสำหรับกรรมการและพนักงานรัฐวิสาหกิจ) เพื่อให้ได้บุคคลที่มีความเหมาะสมและมีความสามารถอย่างแท้จริง แทนที่จะเป็นบุคคลที่มาจากการชี้นำของปัจจัยภายนอกองค์กร และปรับปรุงสัญญาจ้าง CEO ให้สอดคล้องกับรูปแบบสัญญาที่ใช้ในบริษัทเอกชนชั้นนำเพื่อเพิ่มความเป็นอิสระของผู้บริหารและป้องกันการครอบงำแทรกแซงผู้บริหารจากปัจจัยทางการเมือง

2. กระบวนการในการกำหนดนโยบาย และการขออนุญาต

2.1 ควรให้มีผู้แทนจากภาคส่วนต่าง ๆ ที่หลากหลายมีส่วนร่วมในการเสนอนโยบายพลังงานมากยิ่งขึ้น

2.2 ตั้งสำนักงานสารสนเทศด้านพลังงานแบบหน่วยงาน EIA (US Energy Information Administration) ของสหรัฐฯ เพื่อเป็นแหล่งข้อมูลที่ถูกต้องและทำหน้าที่ในการเผยแพร่ข้อมูล โดยโอนงานและบุคคลากรการจัดเก็บ และบริหารข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานและสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานมาที่องค์กรใหม่นี้ และขยายขอบเขตการจัดเก็บข้อมูลเพื่อให้สามารถรวบรวมข้อมูลด้านพลังงานและปิโตรเคมีจากส่วนราชการ สถาบันการศึกษา ภาคเอกชน ทั้งในระดับมหภาคและจุลภาค เพื่อเป็นแหล่งข้อมูลด้านพลังงานที่สมบูรณ์ และเป็นที่ยอมรับ

2.3 แก้ไขกระบวนการ กฎระเบียบ และกฎหมายที่มีความซ้ำซ้อน เพื่อแก้ปัญหาความล่าช้าในการขออนุญาตในกิจกรรมที่เกี่ยวกับพลังงานและเป็นแหล่งแสวงหาผลประโยชน์ที่มิชอบทางการเมือง โดยเฉพาะความซ้ำซ้อนของพระราชบัญญัติโรงงานกับพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน และพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง และปัญหาความล่าช้าในการกำหนดมาตรฐานประสิทธิภาพการใช้พลังงานของเครื่องจักร อุปกรณ์ และอาคาร โดยการแก้ไขพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานเป็นต้น

3. การสำรวจ พัฒนาและจัดหาแหล่งพลังงานเชื้อเพลิงหลัก

3.1 ควรให้ประเทศไทยสมัครเป็นสมาชิกของ Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) หรือโครงสร้างเพื่อความโปร่งใสในภาคอุตสาหกรรมการสกัดทรัพยากร เพื่อสร้างความมั่นใจในข้อมูลด้านทรัพยากรพลังงานและความโปร่งใส

3.2 ให้กระทรวงการต่างประเทศ กระทรวงพลังงาน และคณะกรรมาธิการวิสามัญของรัฐสภาร่วมกันวางแนวทางและมอบหมายให้มีคณะเจรจาของส่วนราชการที่มีความรู้และความเป็น

มืออาชีพเพื่อเจรจาหาข้อยุติกับกัมพูชาในการเข้าไปสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมเพื่อพัฒนาพื้นที่ไหล่ทวีปทับซ้อนไทย-กัมพูชาในทะเลอ่าวไทย โดยสร้างกลไกในการเจรจาที่โปร่งใสเพื่อให้ประชาชนสามารถติดตามและตรวจสอบได้ผ่านคณะกรรมาธิการวิสามัญของรัฐสภาและเป็นไปตามกรอบของรัฐธรรมนูญ

3.3 ส่งเสริมให้มีการขยายการลงทุนธุรกิจพลังงานไปในต่างประเทศมากยิ่งขึ้นเพื่อเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน

บทที่ 5
การหมดอายุของสัมปทาน

ความเป็นมา และประเด็นปัญหา

ด้วยเหตุที่สัมปทานแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญหลายแหล่ง อาทิ คอนแทร็ค I, II, III, V และ แหล่งบงกชที่จะหมดอายุลงในปีพ.ศ. 2565 โดยที่ยังคงมีก๊าซธรรมชาติสำรอง (Reserve) หลงเหลืออยู่จำนวนหนึ่ง ประกอบกับกรอบด้านกฎหมายของประเทศไทยที่ระบุไว้ว่าการต่ออายุสัมปทานนั้นสามารถทำได้ 1 ครั้งเพื่อต่ออายุของสัมปทานออกไปได้ 10 ปี ซึ่งแหล่งก๊าซธรรมชาติทั้งหมดดังกล่าวได้ใช้สิทธินี้ไปแล้วนั้น ถ้าหากไม่มีการกำหนดทิศทางในอนาคตที่ชัดเจน อาจทำให้กิจกรรมการพัฒนาและสำรวจนั้นต้องชะลอ และหยุดลงในระยะเวลา 5-7 ปีก่อนสัมปทานหมดอายุ ซึ่งจะก่อให้เกิดอุปสรรคในการจัดหาก๊าซธรรมชาติอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้เนื่องมาจากเหตุที่ว่าผลผลิตรวมของก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆข้างต้นนั้นคิดเป็นปริมาณประมาณกว่าร้อยละ 40 ของความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติภายในประเทศ ทำให้ประเด็นเรื่องการหมดอายุของสัมปทานเป็นอีกหนึ่งประเด็นที่สำคัญยิ่ง เพราะถ้าหากขาดยุทธศาสตร์และการวางแผนที่ดีจะส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางพลังงานของประเทศชาติอย่างแน่นอน ซึ่งรายงานการศึกษาฉบับนี้ ได้พิจารณาถึงความเป็นไปได้ และทางเลือกต่างๆ เพื่อหาตัวเลือกที่เหมาะสมที่สุด ที่จะเป็นประโยชน์สูงสุดต่อทุกภาคส่วน ของประเทศไทยในระยะยาวได้

ตารางที่ 5-1 ส่วนแบ่งและอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติของแหล่งต่างๆ

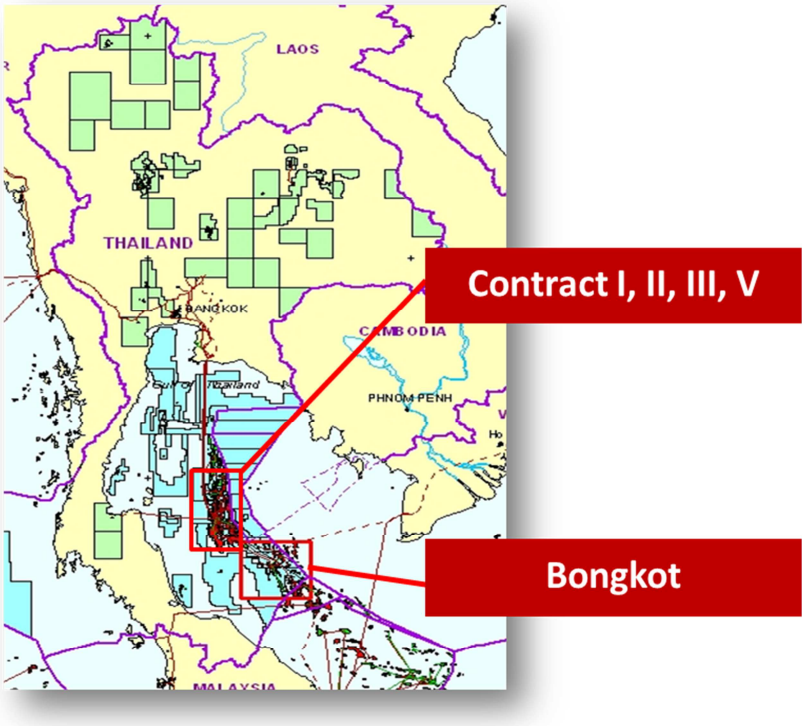
สัมปทาน	ผู้ดำเนินการ และผู้ร่วมทุน	ปริมาณการผลิต
คอนแทร็ค I**	Chevron 80%, MOECO 20%	1,200 MMSCFD*
คอนแทร็ค II**	Chevron 80%, MOECO 20%	
คอนแทร็ค III**	Chevron 71.25%, MOECO 23.75%, PTTEP 5%	
บงกช	PTTEP 44.45%, TOTAL 33.33%, BG 22.22%	950 MMSCFD*

*MMSCFD = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

**Contract I, II, III ประกอบด้วยแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สำคัญหลายแหล่ง เช่นแหล่งเอราวัณ ปลาทอง บรรพต ฯลฯ

ที่มา: ปตท. สผ., 2557

<u>แผนภาพที่ 5-1</u> พื้นที่สัมปทานที่กำลังจะหมดอายุ



ที่มา: ปตท. สผ., 2557

การพิจารณาตลอดจนการกำหนดนโยบายและหลักเกณฑ์ในประเด็นเรื่องแนวทางในการดำเนินการกับสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุนั้น มีความจำเป็นที่จะต้องพิจารณาถึงแง่มุมประเด็นที่เกี่ยวข้องเชื่อมโยงต่างๆอย่างครบถ้วน ดังนี้

1. ความต่อเนื่องในการจัดหาก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากสัญญาสัมปทานต่างๆที่กำลังจะหมดอายุลงนั้นครอบคลุมพื้นที่แหล่งผลิตที่มีกำลังตอบสนองความต้องการก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยอยู่ที่ประมาณ ร้อยละ 50 ดังนั้น ถ้าหากรัฐไม่มีความชัดเจนว่าผู้ได้รับสัมปทานปัจจุบันจะได้รับสิทธิในการดำเนินการต่อหรือไม่ และด้วยเงื่อนไขกฎเกณฑ์ได้ในกรอบเวลาที่เหมาะสมก็จะมีความเป็นไปได้สูงว่าผู้รับสัมปทานรายปัจจุบันจะเลิกเสาะแสวงหาปริมาณสำรองเพิ่มเติม และเลือกที่จะผลิตก๊าซธรรมชาติเต็มที่จากปริมาณเท่าที่มี เพื่อเป็นการประหยัดค่าใช้จ่าย ซึ่งถ้าหากกิจกรรมการเสาะแสวงหา และพัฒนามีอันต้องชะลอหรือหยุดลงก็จะส่งผลกระทบรุนแรงในทุก ๆ มิติอย่างแน่นอน เนื่องมาจากความเป็นจริงที่ว่าธรรมชาติของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีวงจรวัฏจักร (Business life cycle) ที่ค่อนข้างนาน ตามที่ได้อธิบายไว้แล้วในบทที่ 3 (ระยะเวลาโดยเฉลี่ยของการเริ่มสำรวจ

จนกระทั่งเริ่มผลิตปิโตรเลียมจะตกอยู่ประมาณ 8-10 ปี) ดังนั้น การชะลอการทำกิจกรรมต่าง ๆ ในวันนี้ ด้วยเหตุปัจจัยความไม่แน่นอน และไม่ชัดเจนจากภาครัฐ อาจไม่ส่งผลกระทบที่ชัดเจนในระยะสั้น แต่ย่อมมีแนวโน้มที่จะเกิดผลกระทบอย่างชัดเจนในระยะยาวอย่างแน่นอน และเมื่อผลกระทบเป็นที่ประจักษ์ชัด ก็จะเป็นการสายเกินไปที่จะแก้ไข เมื่อเป็นดังนี้แล้ว นอกจากภาครัฐจำเป็นต้องมีแนวทางปฏิบัติที่ชัดเจนหลังการหมดอายุของสัมปทานแล้ว ยังอาจจำเป็นต้องมีสิ่งจูงใจหรือสร้างกลไกพิเศษเพื่อสนับสนุนกิจกรรมการสำรวจและการประเมินศักยภาพต่าง ๆ ในพื้นที่ดังกล่าวให้มีความต่อเนื่องจนสิ้นสุดอายุสัมปทาน โดยมีจุดประสงค์เพื่อคงระดับและ/หรือขยายปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่ยังหลงเหลืออยู่

2. ราคาก๊าซธรรมชาติ

พลังงานจากอ่าวไทยทำให้ประเทศไทยนั้นมีราคาก๊าซที่ค่อนข้างต่ำอยู่แล้วสำหรับทั้งกิจกรรมการผลิตพลังงานไฟฟ้าและอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งในปัจจุบันราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในประเทศอยู่ที่ประมาณ 3.96 บาท ซึ่งราคานี้อ้างอิงถึงจากราคาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในประเทศ ซึ่งมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 8 เหรียญต่อล้านบีทียู ($/MBTU) ในขณะที่ต้นทุนการนำเข้าก๊าซธรรมชาติอัดเหลว (LNG) มีราคาไม่ต่ำกว่า 15 เหรียญต่อล้านบีทียู ($/MBTU) ดังนั้นแล้ว ภาระค่าไฟฟ้าที่ทุกภาคส่วนในสังคมจะต้องแบกรับจะเพิ่มสูงขึ้นเป็นเงาตามตัว ตามต้นทุนของการนำเข้า LNG นอกจากนี้แล้ว ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย สามารถแยกออกมาเป็นผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ ได้แก่ ก๊าซอีเทน โปรเทน LPG และก๊าซโซลีนธรรมชาติ นำไปใช้ประโยชน์ต่าง ๆ ตามการแปรรูปของอุตสาหกรรมปิโตรเคมี ซึ่งต่างจากก๊าซธรรมชาติซึ่งนำเข้าจากพม่า ที่เป็นก๊าซแห้ง (Dry Gas) หรือก๊าซที่มีองค์ประกอบส่วนใหญ่เป็นก๊าซมีเทน ซึ่งไม่เหมาะสมที่จะใช้เป็นวัตถุดิบเพื่อป้อนโรงงานอุตสาหกรรมปิโตรเคมี กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานจึงมีความจำเป็นต้องพิจารณาโดยละเอียดให้แน่ใจว่านโยบายที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ นั้นจะไม่ส่งผลให้ราคาก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นต้นทุนหลักของการผลิตไฟฟ้าและวัตถุดิบของอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพิ่มสูงขึ้นอย่างก้าวกระโดด

3. สัดส่วนรายได้ของรัฐ

สัดส่วนรายได้ของรัฐจากแหล่งสัมปทานเหล่านับเป็นสัดส่วนที่ค่อนข้างสูง โดยที่ผ่านมารัฐบาลไทยนั้นได้มีการพัฒนา และกำหนดระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียม (Fiscal Regime) ที่ประสบความสำเร็จและใช้ได้ดีมาโดยตลอด ซึ่งทำให้รัฐได้รับผลประโยชน์ที่สมเหตุสมผล อีกทั้งยังกระตุ้นผู้ประกอบการให้ดำเนินกิจกรรมการสำรวจและพัฒนาในพื้นที่บริเวณอ่าวไทยมาอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตาม ระยะหลังนี้ได้มีกลุ่มองค์กรที่ไม่แสวงผลกำไร (NGO) ต่างๆที่ได้พยายามกดดันกระทรวงพลังงานให้เพิ่มสัดส่วนรายได้ของรัฐ ซึ่งถ้าหากข้อเสนอ

นี้ได้ถูกผลักดันให้เกิดขึ้นจริง โดยไม่ได้มีการศึกษาอย่างรอบคอบตามข้อเท็จจริงในทุก ๆ มิติ ก็อาจส่งผลกระทบต่อ ความคุ้มทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ของผู้รับสัมปทาน ซึ่งจะมีผลกระทบต่อต้นทุนการผลิตก๊าซธรรมชาติอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

4. กฎเกณฑ์และกลไกการให้สัมปทาน

เนื่องจากแหล่งผลิตที่มีอายุมากและกำลังจะหมดอายุสัมปทานต่าง ๆ เหล่านี้ถือได้ว่าเป็นยุทธปัจจัยของประเทศชาติ ดังนั้นรัฐจึงควรพิจารณาอย่างรอบคอบในเรื่องของผู้ที่จะได้รับสัมปทานแหล่งเหล่านี้ไปดำเนินการต่อ และวิธีการในการให้สิทธิสัมปทาน เช่น รัฐอาจกำหนดให้มีตัวแทนจากบริษัทไทยเข้าร่วมลงทุนในสัมปทานเพื่อให้มั่นใจว่าพื้นที่แหล่งผลิตเหล่านี้ได้ถูกใช้อย่างเต็มประสิทธิภาพและเป็นไปตามกฎระเบียบของนโยบายรัฐ

5. ความรับผิดชอบในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต

จากเนื้อหาในบทที่ 2 จะเห็นได้ว่า ปัจจุบัน กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติอยู่ในกระบวนการร่างข้อกำหนดและแนวทางปฏิบัติการรื้อถอน ซึ่งข้อกำหนดและแนวทางต่างๆเหล่านี้อาจส่งผลกระทบทางรูปธรรมแก่โครงการต่างๆ และหากกฎระเบียบที่ออกมานั้นมีความเข้มงวดมาก ก็อาจส่งผลให้ผู้รับสัมปทานรายปัจจุบันต่างๆจำเป็นจะต้องทำการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตต่างๆก่อนกำหนดเวลาที่ได้คาดคะเนไว้

จากปัจจัยต่าง ๆ ดังที่ได้กล่าวไปนั้น สามารถสรุปเป็นประเด็นคำถามเพื่อที่จะนำมาเป็นกรอบในการหาแนวทางในการดำเนินการกับสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุลงดังต่อไปนี้

1. มีความจำเป็นที่จะต้องปรับเปลี่ยนพระราชบัญญัติปิโตรเลียมเพื่อให้เอื้อกับการต่ออายุสัญญาสัมปทานอีกครึ่งหรือไม่

2. ใครคือผู้ที่เหมาะสมที่ควรจะเป็นผู้ดำเนินการในแหล่งสัมปทานที่หมดอายุหลังจากที่สัมปทานนั้นตกเป็นของรัฐตามข้อกำหนดใน พ.ร.บ.ปิโตรเลียม

3. รัฐจะต้องทำอย่างไรเพื่อให้ได้ส่วนแบ่งรายได้ และกลไกในการควบคุมการดำเนินงานของผู้ประกอบการที่เหมาะสมที่สุดจากสัมปทานที่จะหมดอายุ

4. อะไรคือกลไกที่ดีที่สุดในการให้สัญญาสัมปทานคืนกลับแก่ผู้ประกอบการ/ผู้รับสัมปทาน

5. ระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียมที่ใช้อยู่ในปัจจุบันนั้นมีความเหมาะสมสำหรับสัมปทานที่จะหมดอายุเหล่านี้หรือไม่

ซึ่งการศึกษาครั้งนี้ ได้ทำการวิเคราะห์เพื่อใช้กำหนดแนวทางปฏิบัติ ซึ่งประเด็นการวิเคราะห์ต่าง ๆ ได้ทำการสรุปไว้ในส่วนถัดไป

การแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

พระราชบัญญัติปิโตรเลียมได้ถูกริเริ่มนำมาใช้ในปี พ.ศ. 2514 ซึ่งถือว่าเป็นรากฐานของการให้สิทธิในการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมในราชอาณาจักรไทย มีการทบทวนแก้ไขปรับเปลี่ยนเพื่อให้เหมาะสมกับปัจจัยหลาย ๆ อย่างที่เปลี่ยนแปลงตามกาลเวลาเรื่อยมา พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับปัจจุบันได้กำหนดไว้ว่ากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติต้องให้สิทธิแก่ผู้รับสัมปทานในการดำเนินการเป็นระยะเวลา 30 ปี สำหรับแปลงสัมปทานที่อยู่ภายใต้กฎ Thailand I หรือ 20 ปี สำหรับแปลงสัมปทานที่อยู่ภายใต้กฎ Thailand III ทั้งนี้ เมื่อดำเนินการมาจนหมดวาระดังกล่าวแล้วสามารถต่ออายุสัญญาสัมปทานได้อีก 10 ปี โดยพระราชบัญญัติฉบับนี้ไม่ได้ครอบคลุมไปถึงประเด็นของสัมปทานที่หมดอายุลงหลังจากที่ได้ใช้สิทธิต่อสัญญาไปเรียบร้อยแล้ว ไม่ได้มีข้อกำหนดตายตัวว่าจะทำอย่างไรต่อไป จึงเป็นที่มาของประเด็นว่าด้วยเรื่องความเป็นไปได้ในการปรับเปลี่ยนพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ว่าสมควรมีการเพิ่มเงื่อนไขพิเศษใด ๆ หรือไม่ ประเด็นนี้ถือว่าเป็นประเด็นที่สำคัญยิ่งเพราะถ้าหากสัมปทานต่าง ๆ หมดอายุลง โดยยังมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติหลงเหลืออยู่ และพระราชบัญญัติไม่ได้มีการปรับเปลี่ยนแก้ไขหรือทางรัฐไม่มีการกำหนดทิศทาง การตัดสินใจที่ชัดเจน ก็มีความเป็นไปได้ค่อนข้างสูงที่แปลงสัมปทานต่าง ๆ เหล่านี้จะต้องกลับไปเป็นของรัฐทั้งหมด ซึ่งรัฐก็จะมีทางเลือกในการดำเนินการต่อด้วยตนเอง หรือผ่านบริษัทตัวแทนของรัฐ หรืออีกทางเลือกหนึ่งคือให้สิทธิในการดำเนินการแก่ผู้ทำสัญญารายอื่นๆ ต่อไป ซึ่งทางเลือกเหล่านี้อาจไม่ใช่ทางเลือกที่ดีที่สุดสำหรับประเทศไทย เนื่องจากกิจกรรมการสำรวจและพัฒนาตลอดจนการผลิตนั้นทั้งใช้ต้นทุนสูงและใช้เวลานาน การเปลี่ยนมือของผู้ดำเนินการจึงเป็นขั้นตอนที่ค่อนข้างยุ่งยากและมีความเสี่ยงสูง

ดังนั้น ถ้าหากจะให้กิจกรรมการดำเนินการเป็นไปได้อย่างต่อเนื่อง การปรับเปลี่ยนพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ก็ถือเป็นอีกหนึ่งทางเลือกที่รัฐอาจต้องพิจารณา เพื่อที่จะยืดอายุสัมปทานออกไปอีกหลังจากที่ใช้สิทธิต่อไปแล้ว 10 ปี ซึ่งเมื่อศึกษากฎระเบียบ และข้อกำหนดต่างๆ ของพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับปัจจุบันโดยละเอียดถี่ถ้วน พบว่ากฎเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ระบุใน พ.ร.บ. มีช่องทาง และมีความยืดหยุ่นพอสมควร และมีความเป็นไปได้ที่รัฐ โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะแก้ไขปรับเปลี่ยนเงื่อนไขบางอย่างใน พ.ร.บ.ปิโตรเลียมเพื่อยืดอายุสัมปทานให้แก่ผู้ประกอบการรายเดิมได้ดำเนินการต่อไปอีก อย่างไรก็ดี การดำเนินการปรับปรุงกฎเกณฑ์ และเงื่อนไขต่าง ๆ ของ พ.ร.บ. มักจะมีขั้นตอนที่ยาวนาน สลับซับซ้อน และที่สำคัญไม่มีหลักประกันในเรื่องของระยะเวลาว่ากระบวนการต่าง ๆ จะแล้วเสร็จเมื่อไหร่ ประกอบกับความกังวลในเรื่องของความโปร่งใสในหลักเหตุผลที่รัฐจะยืดต่ออายุสัญญาสัมปทานให้แก่ผู้ประกอบการรายเดิมว่าจะเป็นการหลีกเลี่ยงข้อกฎหมาย และอาจถูกมองว่าเป็นการเอื้อประโยชน์ และปิดกั้นการแข่งขัน

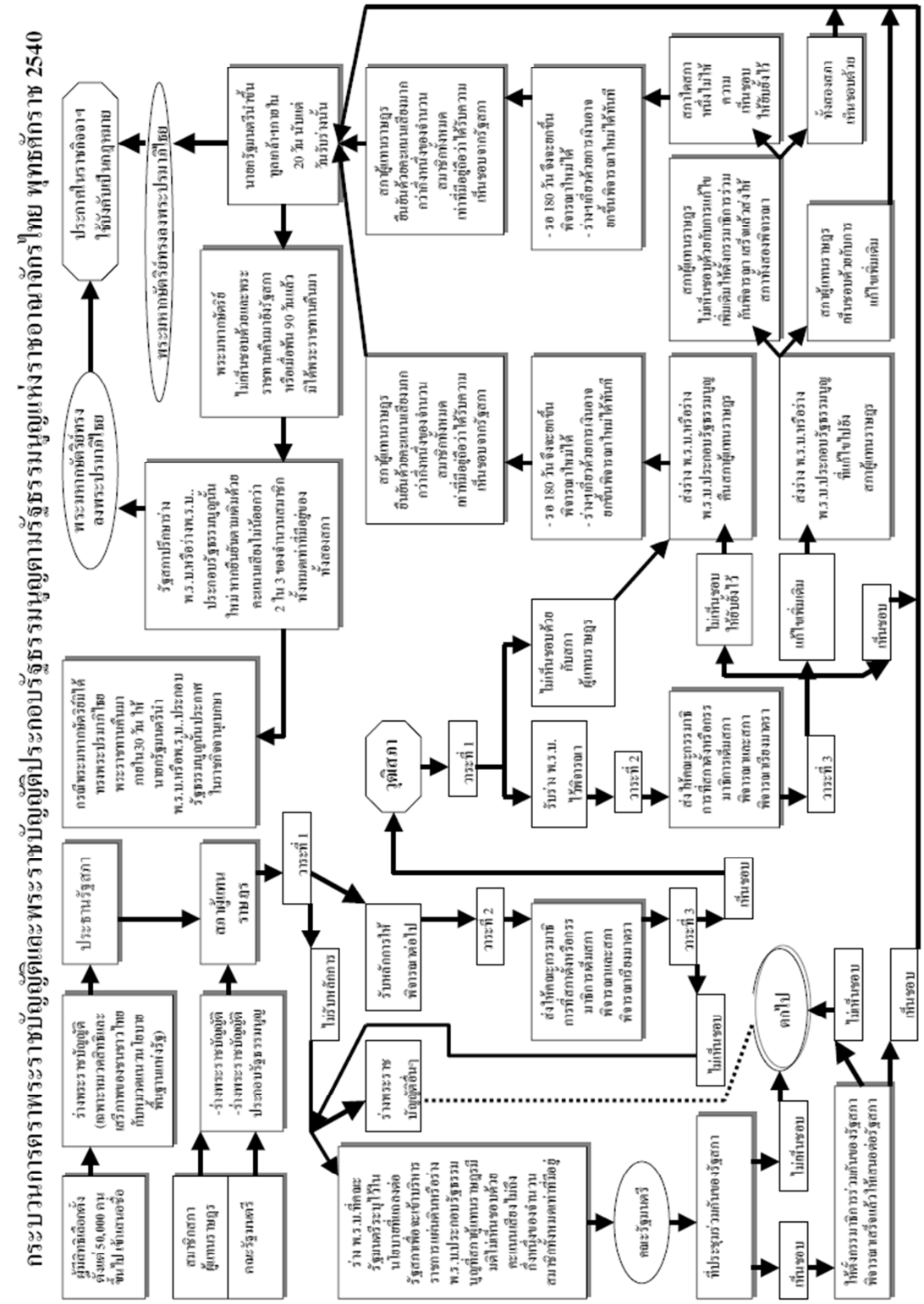
จากที่ได้กล่าวไปทั้งหมด สามารถสรุปเป็นตารางแสดงข้อดีข้อเสียสำหรับประเด็นเรื่องการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียมได้ ดังนี้

ตารางที่ 5-2 ข้อดีข้อเสียสำหรับประเด็นเรื่องการแก้ไขพระราชบัญญัติ

	ข้อดี	ข้อเสีย
แก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม	- มีทิศทางและผลลัพธ์ที่ชัดเจน	- ใช้เวลานานและมีความยุ่งยากซับซ้อน - มีความเป็นไปได้สูงที่จะโดนแทรกแซงและต่อต้าน โดยเฉพาะจากบุคคลภายนอก เช่น องค์กรอิสระไม่แสวงผลกำไร (NGO) ต่าง ๆ ในเรื่องของความโปร่งใส
ไม่แก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม	- สามารถเริ่มได้ทันทีและไม่มีความเสี่ยงในเรื่องเวลาที่จะต้องแก้ไขกฎหมาย - ความชัดเจนและความโปร่งใสในเรื่องของการบังคับใช้กฎหมาย ไม่เสี่ยงต่อการถูกต่อต้านโดยองค์กรอิสระไม่แสวงผลกำไร (NGO) ต่าง ๆ เนื่องจากทำตามกฎหมายทุกอย่าง เพียงแต่ต้องทำให้การมอบสิทธิสัมปทานใหม่นี้มีความชัดเจนโปร่งใส	- ความไม่แน่นอนในเรื่องของผู้ดำเนินการหลังสัมปทานหมดอายุ เนื่องจากไม่มีข้อกำหนดและ/หรือกฎระเบียบชัดเจนว่าด้วยเรื่องการเปลี่ยนมือของผู้รับสัมปทาน ถ้าหากมีการเปลี่ยนผู้ดำเนินการหลังสัมปทานหมดอายุ

เมื่อพิจารณาจากตารางด้านบนแล้ว จึงพอสรุปได้ว่าการไม่แก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียมดูจะเป็นทางเลือกที่ดีกว่าเพราะไม่ต้องมีการเสียเวลา อีกทั้งยังมีความโปร่งใสตรงไปตรงมา และตรวจสอบได้ ซึ่งหากตัดสินใจใช้แนวทางดังกล่าว ประเด็นสำคัญที่จะต้องดำเนินการอย่างเร่งด่วน คือ การสร้างกลไก และหลักเกณฑ์ที่ชัดเจนในการให้สิทธิสัมปทานกับผู้ประกอบการหลังจากการสิ้นอายุสัมปทาน และสัมปทานดังกล่าวตกเป็นของรัฐ ไม่ว่าจะเป็นในเรื่องของกระบวนการให้สิทธิและกลไกการควบคุมผลประโยชน์ส่วนแบ่งของรัฐ ซึ่งประเด็นต่าง ๆ เหล่านี้จะได้นำเสนอในส่วนต่อไป

<u>แผนภาพที่ 5-2</u> แสดงขั้นตอนการแก้ไขพระราชบัญญัติ



ที่มา: มหาวิทยาลัยศิลปากร, (ออนไลน์), 2557

ผู้ดำเนินการที่เหมาะสมที่สุดสำหรับสัมปทานที่หมดอายุ

ประเด็นว่าด้วยเรื่องของผู้รับสัมปทานที่เหมาะสมเป็นอีกประเด็นวิเคราะห์สำคัญที่รัฐควรพิจารณาอย่างละเอียดถี่ถ้วน ในขณะที่รัฐบาลไทยนั้นสนับสนุนและเปิดให้มีการแข่งขันกันอย่างเสรีในธุรกิจต้นน้ำ แต่ถึงกระนั้นก็ต้องตระหนักว่าที่ผ่านมานั้นส่วนใหญ่จะค่อนข้างเน้นไปทางกิจกรรมการสำรวจรวมถึงพื้นที่ที่ยังไม่ได้มีการพัฒนาเป็นส่วนใหญ่ ดังนั้น แปลงสัมปทานที่มีอายุมากแล้วดังเช่นแปลงที่กำลังจะหมดอายุต่างๆเหล่านี้จึงนับเป็นความท้าทายใหม่สำหรับรัฐ

ในแง่มุมหนึ่ง เนื่องด้วยธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมนั้นเป็นธุรกิจที่ต้องการองค์ความรู้สะสม ผู้ดำเนินการรายปัจจุบันบนแปลงสัมปทานเหล่านี้ล้วนมีประสบการณ์สะสมจากระยะเวลาการทำงานบนพื้นที่มาหลายทศวรรษรวมถึงยังได้ทำการสำรวจและประเมินการต่างๆไว้อย่างครอบคลุม จึงสันนิษฐานได้ว่าผู้ดำเนินการรายปัจจุบันย่อมเป็นผู้ที่มีความรู้ความชำนาญ และเหมาะสมมากที่สุดสำหรับการปฏิบัติงานบนพื้นที่แปลงสัมปทานเหล่านี้ เพราะฉะนั้นถ้าหากจะมีการยืดอายุสัมปทานหรือปฏิบัติการใดๆต่อไป ผู้ดำเนินการรายปัจจุบันก็น่าจะเป็นตัวเลือกที่ดีที่สุดที่จะทำให้กิจกรรมการสำรวจและผลิตดำเนินต่อไปได้อย่างราบรื่นไม่ติดขัดด้วยงบประมาณค่าใช้จ่ายที่สมเหตุสมผล อีกทั้งรัฐก็จะได้รับประโยชน์จากการลงทุนระยะยาวอีกด้วย

อย่างไรก็ตามการเปิดรับผู้ประกอบการรายใหม่ก็อาจมีข้อดี โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าหากมีการนำเทคโนโลยีในการบริหารและปฏิบัติงานใหม่ๆที่จะสามารถเพิ่มขีดความสามารถในการผลิตหรือลดต้นทุนลงเข้ามาได้ ซึ่งมีกรณีตัวอย่างที่น่าสนใจคือในประเทศมาเลเซีย ซึ่งได้ให้สิทธิสัญญาสัมปทานที่หมดอายุลงภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลประโยชน์แก่ผู้ดำเนินการรายใหม่ เพื่อนำเทคโนโลยีใหม่มาใช้เพิ่มอัตราการผลิตให้สูงขึ้น แต่ถึงกระนั้นเมื่อมองย้อนกลับมาที่ประเทศไทย ผู้รับสัมปทานรายปัจจุบันอย่างบริษัท เชฟรอน ประเทศไทย ก็จัดได้ว่าอยู่ในระดับแนวหน้าของธุรกิจพลังงานในระดับโลก และได้ใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม (เช่นเทคโนโลยี Slim Hole) ในการผลิตอยู่แล้ว อีกทั้งหากดูผลการดำเนินการในอดีตจนถึงปัจจุบัน ของผู้รับสัมปทานรายเดิมไม่ว่าจะเป็นบริษัท เชฟรอน หรือ ปตท.สผ. ก็จะเห็นว่าอยู่ในระดับที่น่าพอใจ สร้างผลประโยชน์เป็นรายได้ให้กับรัฐอย่างต่อเนื่องตามหลักเกณฑ์และข้อกำหนดของสัญญาสัมปทาน โดยไม่ขาดตกบกพร่องแต่ประการใด

อย่างไรก็ตามไม่สามารถปฏิเสธปฏิเสธได้ว่าการเปิดรับผู้รับสัมปทานรายใหม่ๆ นั้นจะทำให้รัฐมีอำนาจต่อรองกับผู้รับสัมปทานรายเดิมมากขึ้นอย่างแน่นอน เพราะฉะนั้น เพื่อความโปร่งใสและเปิดกว้างสำหรับทุกฝ่าย การเปิดประมูลแบบพิเศษ (Preferential Bid) น่าจะเป็นตัวเลือกที่สมเหตุสมผลที่สุด เพื่อที่ผู้รับสัมปทานรายเดิมสามารถยื่นข้อเสนอโดยรัฐสามารถต่อรองผลประโยชน์ได้ และผู้ดำเนินการรายใหม่ๆที่สนใจก็สามารถยื่นข้อเสนอได้เช่นกันถ้าหากสุดท้าย

แล้วรัฐปฏิเสธข้อเสนอจากรายเดิม ซึ่งจากข้อมูลดังที่ได้กล่าวไปทั้งหมดนั้น สามารถสรุปเป็นตารางข้อดี และข้อเสียของทั้ง 2 ทางเลือก ได้ดังนี้

ตารางที่ 5-3 เปรียบเทียบข้อดีข้อเสียของผู้รับสัมปทานรายเดิมและรายใหม่

	ข้อดี	ข้อเสีย
ผู้รับสัมปทานรายเดิม	- รู้จักพื้นที่แหล่งสัมปทานเป็นอย่างดี - สามารถดำเนินการต่อไปได้ทันทีโดยไม่ติดขัด - ปฏิบัติกันทั่วไปในระดับสากล เช่น ในประเทศออสเตรเลีย นอร์เวย์ และสหราชอาณาจักร	- ถ้าหากไม่ได้ผ่านกระบวนการประมูล ก็อาจมีข้อครหาในเรื่องของความไม่โปร่งใสหรือการเลือกปฏิบัติโดยรัฐได้
ผู้รับสัมปทานรายใหม่	- มีความเป็นไปได้ที่จะลงทุนในอัตราที่สูงมากเพื่อที่จะเข้ามาสำรวจในพื้นที่ใหม่ - มีความเป็นไปได้ที่จะนำเทคโนโลยีใหม่ๆ ในการสำรวจและผลิตเข้ามาประยุกต์ใช้กับแหล่งสัมปทาน	- ไม่คุ้นเคยกับพื้นที่ - ไม่มีองค์ความรู้สะสมจากการปฏิบัติงานจริงบนพื้นที่ - ปัญหาความไม่ราบรื่นและติดขัดในการเปลี่ยนผู้ดำเนินการ

กลไกการควบคุมจากภาครัฐ

การมีส่วนร่วมของรัฐเป็นอีกหนึ่งประเด็นที่สำคัญ และมีการปฏิบัติทั่วไปในสากล ซึ่งสามารถทำได้ในหลากหลายรูปแบบ ดังที่ได้กล่าวไปในตอนต้นว่าแปลงสัมปทานที่จะหมดอายุเหล่านี้นั้นเรียกได้ว่าเป็นยุทธปัจจัยของประเทศชาติ มีผลกับความมั่นคงทางพลังงานของไทยโดยตรง จึงควรกำหนดให้มีตัวแทนของรัฐเข้าร่วมลงทุนในสัมปทานเพื่อให้มั่นใจว่าพื้นที่แหล่งผลิตเหล่านี้ได้ถูกใช้อย่างเต็มประสิทธิภาพและเป็นไปตามกฎระเบียบของนโยบายรัฐ ซึ่งประเด็นสำคัญในเรื่องนี้คือจะทำอย่างไร และ/หรือจะให้หน่วยงานหรือองค์กรใดทำหน้าที่เป็นตัวแทนของรัฐอย่างมีประสิทธิภาพ และเกิดประสิทธิผลสูงสุด ซึ่งทางเลือกต่าง ๆ สามารถสรุปออกมาได้ตามตารางดังต่อไปนี้

ตารางที่ 5-4 วิธีการต่างๆในการกำหนดตัวแทนของรัฐ

วิธีการ	การควบคุมจากรัฐ
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ หรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติก่อตั้งใหม่เข้าดำเนินการ เพื่อให้รัฐมีสถานะปรากฏอย่างเป็นรูปธรรม	- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถเข้ามามีส่วนร่วมได้โดยตรง - องค์กรหรือบริษัทที่จัดตั้งใหม่เป็นของรัฐโดยสมบูรณ์
กำหนดให้บริษัทปตท.สผ. เป็นตัวแทนของรัฐ	- ปตท.สผ.ได้รับการควบคุมจากรัฐผ่านทางคณะกรรมการบริษัท (Board Of Directors) อยู่แล้ว ซึ่งรัฐสามารถผลักดันนโยบายต่างๆที่เกี่ยวกับแปลงสัมปทานที่มีอายุมากแล้วเหล่านี้ได้ผ่านทางบริษัทปตท.สผ.
ใช้กฎระเบียบและ/หรือระบบการคลัง (Fiscal Regime) ที่เข้มงวดเพื่อสอดส่องดูแล ตลอดจนควบคุมการดำเนินงาน	- แทนที่รัฐจะเข้ามามีส่วนร่วมโดยตรง กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติสามารถนำระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต (PSC) มาใช้ได้ เช่นในประเทศอินโดนีเซียและมาเลเซีย ซึ่งรัฐมีอำนาจในการควบคุมการตัดสินใจทุกอย่างเกี่ยวกับแปลงสัมปทาน - ระบบสัมปทานที่ใช้อยู่ปัจจุบันก็สามารถเอื้อให้รัฐมีสิทธิในการควบคุมได้มากเช่นกัน

การก่อตั้งบริษัทน้ำมันแห่งชาติขึ้นใหม่เป็นแนวคิดที่เกิดจากการที่รัฐถือหุ้นของบริษัท ปตท.สผ.อยู่ต่ำกว่าร้อยละ 50 ซึ่งก่อให้เกิดการตั้งคำถามเกี่ยวกับสถานะของ ปตท.สผ. ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติ แต่ถึงกระนั้นก็ตาม นานาชาติต่างรู้จักบริษัทปตท.สผ. ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติที่ควบคุมดูแลโดยรัฐบาลไทยมาโดยตลอด ดังนั้น ความจำเป็นในการจัดตั้งบริษัทน้ำมันแห่งชาติเพิ่มจึงควรพิจารณาอย่างละเอียดถี่ถ้วนถึงข้อดีข้อเสียและผลประโยชน์ต่อประเทศชาติ

เนื่องจากประเทศไทยนั้นเป็นประเทศที่เล็ก ทรัพยากรมีไม่มากเหมือนกับประเทศอื่นๆ การจะก่อตั้งบริษัทน้ำมันของรัฐหลายแห่งเพื่อแข่งขันกันเองในประเทศเหมือนอย่างในประเทศรัสเซียหรือจีนจึงไม่น่าจะใช่แนวคิดที่เหมาะสม หรือถ้าหากจะใช้แบบแผนเดียวกับประเทศนอร์เวย์ซึ่งก่อตั้งบริษัทเพื่อจุดประสงค์ในการควบคุมสอดส่องและดูแลผลประโยชน์ทางด้านการเงิน รัฐจะต้องมีความพร้อมของทรัพยากรทั้งในด้านบุคคลและการเงิน เพราะรัฐจะต้องเข้ามามีส่วนร่วมในการดำเนินงานโดยตรง อีกทั้งยังต้องแบกรับภาระความเสี่ยงร่วมกับผู้รับสัมปทานอีกด้วย ซึ่งแน่นอนว่าประเทศไทยไม่ได้มีความพร้อมแบบนี้

กล่าวโดยสรุป เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบกับประเทศอื่น ๆ ที่มีการจัดตั้งบริษัทน้ำมันแห่งชาติหลายบริษัทแล้ว การใช้แนวทางนี้กับประเทศไทยดูจะไม่เป็นประโยชน์และไม่คุ้มค่าเท่าที่ควร มีความเสี่ยงค่อนข้างสูง ทางเลือกที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยน่าจะเป็นการกำหนดกฎระเบียบและข้อบังคับในเรื่องของสัดส่วนการลงทุนจากภาครัฐ (State Participation) ตลอดจนระบบการแบ่งปันผลประโยชน์ ที่เหมาะสมเพื่อควบคุมผลประโยชน์ที่รัฐพึงได้รับให้มีความสมเหตุสมผลมากที่สุด ดังนั้นแนวทางหนึ่งที่อาจจะเป็นไปได้คือ การให้ บริษัท ปตท.สผ. เป็นตัวแทนของรัฐ ในฐานะบริษัทน้ำมันของคนไทยที่มีความพร้อมทั้งในด้านบุคคลากรที่มีองค์ความรู้ในการควบคุมการดำเนินการในภาคปฏิบัติของผู้รับสัมปทาน และมีปัจจัยการเงินมั่นคงแข็งแรงที่จะรับความเสี่ยงต่าง ๆ ตามธรรมชาติของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และที่สำคัญ ด้วยสัดส่วนหุ้นที่รัฐมีในบริษัทมากกว่าร้อยละ 30 ทำให้รัฐสามารถผลักดันนโยบายต่าง ๆ ผ่านทางคณะกรรมการบริษัท (Board of Director) ได้อย่างเป็นระบบ

อย่างไรก็ดี การจะดำเนินการดังกล่าวนั้นจำเป็นจะต้องคำนึงถึงกระแสจากสังคมที่มักตั้งคำถามกับสถานะของบริษัท ปตท.สผ. ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติด้วย เนื่องจากบริษัทได้จดทะเบียนเป็นบริษัทเอกชนและมีหุ้นกว่าร้อยละ 50 อยู่ในตลาดหุ้น ดังที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ เมื่อเป็นดังนี้แล้ว แนวทางที่น่าจะเหมาะสม ยุติธรรม และโปร่งใสที่สุด คือ การเปิดกว้างในเรื่องของบริษัท หรือหน่วยงานที่จะทำหน้าที่เป็นตัวแทนของรัฐ แต่ใช้วิธีการกำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำที่ว่าด้วยสัดส่วนในการร่วมลงทุนของรัฐแทน โดยให้สิทธิผู้รับสัมปทานเป็นผู้เสนอแนวทางในการดำเนินการ เพื่อให้สอดคล้องกับเกณฑ์ขั้นต่ำที่กล่าวมา

สิ่งสำคัญที่จะเป็นปัจจัยที่จะดำเนินการให้สำเร็จลุล่วงคือภาครัฐจำเป็นต้องทำการศึกษาวิเคราะห์เพื่อให้ได้มาซึ่งสัดส่วนที่ภาครัฐจะเข้าร่วมลงทุน (State Participation) ที่เหมะสมและเป็นธรรมกับทุกฝ่าย ซึ่งคงต้องพิจารณาจากหลายปัจจัย ทั้งในเรื่องของการประเมินมูลค่าอุปกรณ์การผลิตที่จะตกเป็นกรรมสิทธิของรัฐเมื่อสัมปทานครบอายุ การประเมินราคาของการรื้อถอน เป็นต้น เพื่อให้มั่นใจว่าแนวทางบทสรุปสุดท้ายจะมีความโปร่งใสและได้รับการยอมรับจากทุกภาคส่วน

กลไกที่ดีที่สุดในการให้สัมปทาน

แนวทางในการบริหารจัดการแหล่งสัมปทานที่จะหมดอายุหลังจากที่สัมปทานดังกล่าวตกเป็นของรัฐที่สามารถทำได้โดยไม่ต้องมีการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ณ ขณะนี้ประกอบไปด้วยการมอบสิทธิให้โดยตรง (Direct/Out-Of-Round Award) การประมูลแบบพิเศษ (Preferential Bid) และการประมูลแบบเปิด (Open Bid) การประมูลแบบเปิดดูเป็นแนวทางที่

โปร่งใส และถ้าหากมี บริษัทพลังงานข้ามชาติ (International Oil Company - IOC) ที่สนใจมากพอก็จะเป็นผลดีแก่รัฐ แต่ทั้งนี้ทั้งนั้น การเปลี่ยนมือของผู้ประกอบการและการขาดตอนของกิจกรรมการสำรวจที่จะต้องสะดุดไปในช่วงปีพ.ศ. 2560-2565 จะส่งผลกระทบร้ายแรงต่อการจัดหาก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยซึ่งจากที่ได้กล่าวไปก่อนหน้านี้ ดังนั้นตัวเลือกที่ดี และเหมาะสมที่สุดสำหรับกรณีนี้คือการประมูลแบบพิเศษ (Preferential Bid)

การประมูลแบบพิเศษนั้นมีจุดแข็งอยู่ที่สิทธิซื้อคืนเป็นอันดับแรก (First Right Of Refusal) ซึ่งในหลาย ๆ ประเทศนั้นจะเปิดประมูลพื้นที่แปลงสัมปทานต่างๆให้แก่บริษัทน้ำมันแห่งชาติก่อน เช่น ในอินโดนีเซีย และคาซัคสถาน เป็นต้น โดยในกรณีของสัมปทานที่หมดอายุลงแล้ว สิทธิซื้อคืนเป็นอันดับแรกจะตกเป็นของผู้รับสัมปทานเดิมที่ดำเนินงานอยู่ในพื้นที่สัมปทานเหล่านั้นอยู่แล้ว โดยมีข้อดีดังนี้

1. การเปิดประมูลทำให้รัฐสามารถประมาณการมูลค่าที่แท้จริงของแหล่งสัมปทานที่อายุมากแล้วได้ ซึ่งจะเปิดโอกาสให้รัฐได้รับข้อเสนอที่น่าพอใจ

2. ถ้าหากผู้รับสัมปทานรายเดิมสามารถให้ข้อเสนอที่สูงที่สุดได้ ก็ย่อมเป็นผลดีแก่รัฐที่จะให้ผู้รับสัมปทานรายดังกล่าวเป็นผู้ดำเนินงานต่อไป

ความสำเร็จของการเปิดประมูลแบบพิเศษนั้น จะขึ้นกับกลไก และห้วงเวลาที่เหมาะสมที่ภาครัฐจำเป็นต้องทำการศึกษาวิเคราะห์ไว้ก่อนเป็นอย่างดี ไม่ว่าจะเป็นในเรื่องของกฎเกณฑ์ของการเปิดประมูลพิเศษ ตัวเลขความคุ้มทุนในเชิงเศรษฐศาสตร์ และผลประโยชน์พิเศษต่าง ๆ ที่รัฐควรจะได้รับตอบแทนในระดับที่สมเหตุสมผล หากสิทธิในสัมปทานตกอยู่กับผู้ประกอบการรายเดิม ซึ่งกระบวนการศึกษาและวิเคราะห์ดังกล่าว จะต้องมีการจัดทำขึ้นตามหลักวิชาการอย่างโปร่งใส โดยมีผู้แทนจากภาคส่วนต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง มีส่วนร่วมในการศึกษาวิเคราะห์ดังกล่าว เพื่อให้มั่นใจว่าข้อเสนอหรือผลลัพธ์จากการศึกษาได้รับการยอมรับจากทุกภาคส่วน และมีความสมเหตุสมผล เอื้อต่อหลักการแข่งขันทางการค้าอย่างเสรี และคงไว้ซึ่งอำนาจต่อรองของรัฐในระดับที่เหมาะสม

ระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียม

พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับปัจจุบัน ได้ระบุไว้ว่าสัมปทานใหม่ทุกสัมปทานจะต้อง อยู่ภายใต้ระบบ Thailand III แต่เนื่องด้วยพื้นที่สัมปทานที่กำลังจะหมดอายุต่าง ๆ นั้น เป็นพื้นที่เก่าที่ได้มีการต่ออายุมา จึงยังคงอยู่ภายใต้ระบบ Thailand I ซึ่งรัฐมีหน้าที่ในการตัดสินใจเลือกระบบการคลังที่มีความเหมาะสมกับแหล่งสัมปทานที่มีอายุมากแล้วเหล่านี้ว่าจะอยู่ภายใต้ระบบใดหลังจากที่สัญญาสิ้นสุดลง โดยประเด็นสำคัญประเด็นหลักที่ต้องคำนึงถึง คือ ในเรื่องของสัดส่วน

รายได้ของรัฐ (Government's Take) ที่รัฐจะต้องได้รับส่วนแบ่งผลประโยชน์ไม่น้อยไปกว่าที่พึงได้รับถ้าหากสัมปทานอยู่ภายใต้ Thailand III แต่เนื่องจากพื้นที่เหล่านี้เป็นพื้นที่ที่มีอายุการดำเนินงานมากแล้ว และมีทรัพยากรที่น้อยลงไปเรื่อย ๆ ตามกาลเวลา (อ้างถึงข้อมูลในบทที่ 2 เรื่องความท้าทายในการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งที่มีอายุมาก) อีกทั้ง ยังมีโครงการหลาย ๆ โครงการในพื้นที่ที่ทำกำไรในเชิงพาณิชย์ได้ไม่ดีนัก การเพิ่มสัดส่วนรายได้ของรัฐอาจส่งผลกระทบต่อผู้รับสัมปทานที่จะต้องแบกรับภาระในด้านของงบประมาณ และในกรณีที่เลวร้ายที่สุด ซึ่งก็คือ ประชาชนอาจต้องรับภาระราคาก๊าซที่จะเพิ่มสูงขึ้นจากสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas Sales Agreement) ฉบับใหม่อีกด้วย อีกทั้งปัจจุบันได้มีกระแสให้กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติพิจารณาการเปลี่ยนระบบการคลังของพื้นที่สัมปทานที่จะหมดอายุเหล่านี้ จากระบบสัมปทานให้กลายเป็นระบบแบ่งปันผลประโยชน์ (Production Sharing Contract - PSC) โดยฝ่ายที่สนับสนุนทางเลือกนี้มองว่ารัฐควรเข้ามาควบคุมเต็มที่ เพื่อสิทธิประโยชน์ในการคงส่วนต่างของราคา และเพื่อควบคุมไม่ให้ผู้รับสัมปทานได้รับส่วนแบ่งที่มากเกินไป อย่างไรก็ตาม สิ่งที่ควรพึงระวังคือ จุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ที่มีขีดจำกัด อาจทำให้บริษัทพลังงานข้ามชาติต่าง ๆ อาจตัดสินใจที่จะไม่ดำเนินธุรกิจต่อเนื่องจากได้ผลตอบแทนไม่คุ้มค่า

ตารางที่ 5-5 เปรียบเทียบระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียมแบบต่างๆ

	ระบบสัมปทาน (Concession)	**ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract)**	**ระบบรับจ้างบริการ (Service Contract)**
สัดส่วนรายได้ของรัฐ	ระบบ Thailand I ได้ระบุให้รัฐได้รับส่วนแบ่งรายได้ประมาณร้อยละ 50 จากผลประโยชน์ของผู้รับสัมปทาน ในขณะที่ระบบ Thailand III ได้ให้รัฐรับส่วนแบ่งรายได้ที่ประมาณร้อยละ 50-75 ในเชิงทฤษฎี ไม่ว่าจะเลือกใช้ระบบการคลังระบบไหน รัฐก็สามารถรับส่วนแบ่งรายได้ได้ในระดับที่เท่าเทียมกัน		
การมีส่วนร่วมในผลผลิตของผู้ทำสัญญา	ปิโตรเลียมที่ทำการสกัดได้ทั้งหมดเป็นของผู้รับสัมปทาน	ผู้ทำสัญญาได้รับส่วนแบ่งจากกำไรที่ได้จากการจำหน่ายน้ำมันและก๊าซ	ไม่มีส่วนร่วม
ระดับของการควบคุมการดำเนินการ	ไม่แน่นอน แต่การควบคุมโดยตรงจากภาครัฐจะไม่มากเมื่อเปรียบเทียบกับทางเลือกอื่นๆ	รัฐต้องเป็นผู้ให้อนุมัติทุกรายการ รวมถึงโครงการต่างๆด้วย เพื่อจุดประสงค์ของการรับเงินชดเชย (Cost Recovery)	เข้มงวดมาก
ความเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิตของรัฐ	รัฐไม่ได้เป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิต แต่จะได้รับสิทธิในการเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิตเมื่อสัมปทานสิ้นสุดลง	รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิตโดยสมบูรณ์นับตั้งแต่เริ่มกิจกรรมการผลิต	รัฐเป็นเจ้าของอุปกรณ์การผลิตโดยสมบูรณ์นับตั้งแต่เริ่มกิจกรรมการผลิต
ความรับผิดชอบในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิต	โดยมากในทุกๆระบบนั้นความรับผิดชอบในการรื้อถอนอุปกรณ์การผลิตจะตกอยู่ที่ผู้ทำสัญญา/ผู้ได้รับสัมปทาน		

อีกแนวทางหนึ่งที่รัฐอาจพิจารณาคือ การกำหนดระบบการแบ่งปันผลประโยชน์ระบบใหม่ ซึ่งถ้าหากจะพิจารณาแนวทางนี้จริง ก็ต้องมีการคำนึงถึงความเป็นจริงและปัจจัยหลาย ๆ อย่าง ว่าระบบการคลังใหม่นั้นมีความจำเป็นจริงหรือไม่ ซึ่งก็ต้องมองย้อนไปที่ระบบเดิม (Thailand I และ Thailand III) ที่มีอยู่ว่ามีข้อบกพร่องอย่างไรบ้าง ซึ่งระบบ Thailand I นั้นได้กำหนดให้รัฐได้รับส่วนแบ่งร้อยละ 50 จากผลประโยชน์ส่วนเพิ่ม (Marginal Benefit) และในระบบ Thailand III รัฐก็ได้รับส่วนแบ่งร้อยละ 50-75 และเมื่อพิจารณาประกอบกับระดับของกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอ่าวไทยแล้ว ระบบ Thailand I และ Thailand III นั้นนับว่าเป็นระบบที่ค่อนข้าง

ประสบความสำเร็จดีอยู่แล้ว และยิ่งไปกว่านั้น ในปัจจุบันโครงการหลายโครงการในเขตอ่าวไทยนั้นไม่ทำกำไรในเชิงพาณิชย์ได้เท่าที่ควรและไม่สามารถที่จะพัฒนาต่อได้ภายใต้ราคาและระบบการแบ่งผลประโยชน์ที่ใช้อยู่ (อ้างอิงจากเนื้อหาใน บทที่ 4) ซึ่งถ้าหากได้มีการกำหนดระบบการคลังใหม่เพื่อเพิ่มสัดส่วนรายได้ของรัฐให้มากยิ่งขึ้น ก็อาจส่งผลกระทบให้มีพื้นที่อีกหลายแห่งที่กำลังเผชิญหน้ากับความท้าทายทางเทคโนโลยีนั้นไม่ได้รับการพัฒนา เพราะฉะนั้น ถ้าหากจะมีระบบการคลังใหม่ ก็มีความจำเป็นที่จะต้องมีความยืดหยุ่นสูงเพื่อที่จะเปิดช่องทางให้มีการพัฒนาพื้นที่เหล่านี้ด้วย ทั้งนี้ในเรื่องสัดส่วนรายได้ของรัฐนั้น ก็สามารถเพิ่มได้ผ่านทางการต่อรองโบนัส (Bonus Negotiation) ดังที่ได้มีการทำไปแล้วในแปลงสัมปทาน Contract I, II, III และแหล่งบงกชในปีพ.ศ. 2550 โดยยังคงระบบการคลังเดิม อย่างไรก็ตาม การที่จะร่างและกำหนดระบบการคลังใหม่นั้นก็จะต้องมีการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ทั้งซับซ้อนและยุ่งยาก ใช้เวลากว่า 2 ปีในการดำเนินการ

ดังนั้น เมื่อพิจารณาถึงทางเลือกต่างๆอย่างละเอียดถี่ถ้วนแล้ว การใช้ระบบการจัดเก็บรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียม เดิม (Thailand III) แต่ปรับเปลี่ยนบางเงื่อนไขเพื่อให้เหมาะสมกับแปลงสัมปทานที่ที่มีอายุมากเหล่านี้น่าจะเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด เพื่อก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุดและเพื่อให้ทุกฝ่ายสามารถมั่นใจได้ว่าแหล่งสัมปทานเหล่านี้ได้ถูกพัฒนาจนถึงขีดสุดของศักยภาพ

บทที่ 6
สรุปและข้อเสนอแนะ

การเปิดสัมปทานรอบใหม่

การศึกษา และวิเคราะห์เพื่อให้ได้มาซึ่งแนวทางในการดำเนินการเปิดสัมปทานรอบใหม่นั้นได้อ้างอิงถึงรายงานการพิจารณาศึกษาธรรมาภิบาลในระบบพลังงานภาคที่ 3 ที่ว่าด้วยเรื่องส่วนแบ่งรายได้ของรัฐจากสัมปทานปิโตรเลียม ที่มีการจัดทำขึ้นโดยอนุกรรมาธิการเสริมสร้างธรรมาภิบาลด้านพลังงาน วุฒิสภา ซึ่งประเด็นหลักที่อยู่ในความสนใจ และความกังวลของคณะอนุกรรมการสามารถสรุปออกเป็น 3 ประเด็นด้วยกัน ซึ่งสามารถสรุปประเด็นการวิเคราะห์ได้ดังต่อไปนี้

1. การจัดเก็บรายได้ด้วยระบบ Thailand III

ในการประเมินส่วนแบ่งผลประโยชน์ที่รัฐควรจะได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในอัตราที่เหมาะสมในระดับสากลนั้น จำเป็นที่จะต้องพิจารณารายรับรวมของโครงการต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้น จากนั้น จึงจะพิจารณาส่วนแบ่งที่รัฐควรจะได้รับตามเงื่อนไข และกลไกต่าง ๆ เช่น ค่าภาคหลวง ส่วนแบ่งกำไร ภาษีเงินได้ และโบนัสพิเศษอื่น ๆ สุดท้ายจึงเป็นส่วนแบ่งของผู้ประกอบการ

โดยข้อมูลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน เมื่อรวมมูลค่าการลงทุนจากทุกแปลงสำรวจ นับจากปี พ.ศ. 2514 จนถึงปี พ.ศ. 2554 มีมูลค่าการลงทุนรวมทั้งสิ้นประมาณ 1.461 ล้านล้านบาท ผู้รับสัมปทานเริ่มผลิตและขายปิโตรเลียมในปีพ.ศ. 2524 นับจนถึงปีพ.ศ. 2554 ผลิตและขายปิโตรเลียมได้รวมเป็นมูลค่าประมาณ 3.415 ล้านบาท จากตัวเลขดังกล่าว เมื่อนำรายได้ที่เกิดจากการขายปิโตรเลียม 3.415 ล้านบาท หักค่าใช้จ่ายจากการลงทุน 1.461 ล้านบาท จะเหลือเป็นกำไรหลังหักค่าใช้จ่ายจากการลงทุนประมาณ 1.954 ล้านบาท นอกจากนี้หากได้ลองเปรียบเทียบส่วนแบ่งของรัฐที่จัดเก็บด้วยระบบ Thailand I และ Thailand III จะพบว่า รัฐจะสามารถจัดเก็บรายได้จากระบบ Thailand III ได้ในอัตราที่สูงกว่าที่เก็บได้ใน Thailand I และระบบยังมีความเหมาะสมที่จะใช้บริหารจัดการทั้งแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก และแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ที่มีโอกาสทำกำไรจากการขายปิโตรเลียมได้แตกต่างกัน ตามความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมของประเทศไทย

โดยหากเมื่อพิจารณาในรายละเอียดและตรวจสอบข้อมูลย้อนหลัง จะพบว่าระบบ Thailand III มีความเหมาะสมในการสร้างสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐ

และผลตอบแทนของผู้ประกอบการ ยกเว้นในบางกรณีที่พบว่า Thailand III ไม่ทำให้เกิดสมดุล ซึ่งกรณีนี้สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่ม ได้แก่

1.1 กลุ่มที่ผู้ประกอบการแหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง และขนาดเล็กในทะเล ซึ่ง Thailand III ไม่สามารถทำให้การลงทุนมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และ

1.2 กรณีของการลงทุนในแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่บนบก ที่ถึงแม้ส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐจะสูงถึงร้อยละ 70 แต่ IRR ของผู้ประกอบการยังสูงมากถึงประมาณกว่าร้อยละ 35

ซึ่งจากข้อมูลพื้นฐานในเรื่องของศักยภาพปิโตรเลียมของไทยที่ได้ให้รายละเอียดไว้ก่อนหน้านี้แล้ว จะเห็นว่าน่าจะมีเพียงกรณีแรกนั่นก็คือกรณีของแหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง และขนาดเล็กในทะเล ที่อาจจะส่งผลกระทบต่อแนวทางการบริหารจัดการสัมปทานในอนาคตของประเทศไทยและเป็นสิ่งที่ควรได้รับการปรับปรุงแก้ไขเพื่อความสำเร็จของการเปิดประมูลสัมปทานรอบใหม่

สำหรับในประเด็นข้อสงสัยถึงการปรับตัวของราคาน้ำมันดิบจากเดิมในอดีตที่มีราคาต่ำเพียง 18 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล แต่ปัจจุบันราคาน้ำมันดิบเพิ่มสูงขึ้นประมาณ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล เมื่อพิจรณาถึงกลไกการคำนวนผลประโยชน์ จะเห็นว่าเงินที่รัฐจัดเก็บจะแปรผันตรงกับราคาน้ำมันดิบที่ไม่แน่นอนนั้นด้วยเช่นกัน ซึ่งรัฐเก็บค่าภาคหลวงเป็นร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียมที่จำหน่ายได้ รัฐก็ย่อมต้องได้เงินเข้ารัฐมากขึ้นตามราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นเมื่อผู้รับสัมปทานมีรายได้มากขึ้น กำไรก็มากขึ้นตาม ข้อเท็จจริงที่สำคัญอีกประการหนึ่งที่ไม่ควรมองข้าม และจำเป็นที่จะต้องทำความเข้าใจคือ ต้นทุนการผลิตที่สูงขึ้นตามราคาน้ำมันดิบในตลาด หมายถึงว่ากำไรของผู้รับสัมปทานไม่ได้แปรผันตามราคาน้ำมันดิบในตลาดเพียงอย่างเดียว แต่ยังแปรผันตามต้นทุนการผลิตที่มีอัตราการเพิ่มขึ้นไม่น้อยไปกว่าอัตราการผลิตต่อราคาน้ำมันดิบในตลาด

2. รูปแบบของหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้ประกอบการ

รูปแบบของหลักเกณฑ์การแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐกับผู้ประกอบการที่ใช้กันอย่างแพร่หลายในสากลนั้น มีทั้งระบบสัมปทาน ระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างผลิต ซึ่งโดยแท้จริงแล้วส่วนแบ่งผลประโยชน์ของรัฐจะมากน้อยเพียงใดไม่ได้ขึ้นอยู่กับรูปแบบของหลักเกณฑ์ที่ใช้ แต่ขึ้นอยู่กับเงื่อนไขของหลักเกณฑ์ที่ใช้ในรายละเอียด ซึ่งไม่ว่าจะเป็นระบบใด ก็จำเป็นต้องใช้หลักการคำนวณกระแสเงินสดของโครงการเป็นพื้นฐานของการคำนวณผลประโยชน์

ที่ผ่านมาหากมองย้อนกลับไปในอดีตจะเห็นว่ากลไกระบบสัมปทานที่ใช้ในประเทศไทย สามารถสร้างสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐ และ

ผลตอบแทนของผู้ประกอบการได้อย่างค่อนข้างเหมาะสม อีกทั้งเงื่อนไขกฎเกณฑ์ต่าง ๆ ที่บังคับใช้ก็เป็นไปตามมาตรฐานสากล ถึงแม้จะมีในบางกรณีที่อาจจะต้องปรับปรุงแก้ไขในรายละเอียด ซึ่งก็อยู่ในวิสัยที่กระทำได้หากได้รับความร่วมมือจากทุกฝ่าย และก็ถือเป็นส่วนหนึ่งของวัฒนาการการพัฒนารูปแบบและหลักเกณฑ์ในการแบ่งผลประโยชน์ตามสถานการณ์ และกาลเวลาที่เปลี่ยนแปลงไปเฉกเช่นในอดีตที่ผ่านมา (ตัวอย่างเช่น Thailand I และ Thailand II) สิ่งสำคัญที่ทุกฝ่ายควรได้ตระหนักถึง คือ ความโปร่งใสชัดเจนของระบบสัมปทานที่ใช้มาตั้งแต่ในอดีต ซึ่งหากมีการปรับเป็นระบบแบ่งบันผลผลิต หรือ PSC ซึ่งมีกลไกที่จะต้องมีการเปิดให้มีการเจรจาต่อรองผลประโยชน์ได้ อาจนำมาซึ่งโอกาสและช่องทางให้มีการคอรัปชั่น หรือการใช้อำนาจ โดยมิชอบ เนื่องจากไม่มีกฎระเบียบที่ชัดเจนตายตัว เหมือนอย่างระบบสัมปทาน

3. การขัดกันของผลประโยชน์

ในอดีตที่ผ่านมาต้องยอมรับว่ามีความไม่ชัดเจนและในบางครั้งมีการขัดกันในเรื่องของบทบาทหน้าที่ การกำหนดแนวนโยบาย การกำกับดูแล การบริหารและปฏิบัติงานในกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้น นอกจากนี้ยังมีความกังวลและข้อครหาจากภาคสังคมและองค์กรอิสระต่างๆในเรื่องการแทรกแซงจากฝ่ายการเมืองที่จะนำไปสู่การเข้ามาแสวงหาผลประโยชน์โดยมิชอบ เมื่อเป็นดังนี้แล้วจึงควรมีการดำเนินการปรับปรุงกลไกลต่างๆเพื่อสร้างความโปร่งใสและเป็นธรรม เพื่อเรียกความเชื่อมั่นจากทุกภาคส่วนกลับคืนมาและก่อให้เกิดประสิทธิภาพของการปฏิบัติงานในกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้นในระยะยาวต่อไป

4. ข้อเสนอแนะ

กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งมีบทบาทและภารกิจหลักในการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมของประเทศในด้านการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองความต้องการของประเทศอย่างมั่นคงและยั่งยืน ควรจะเป็นหน่วยงานหลักในการขับเคลื่อนให้เกิดการประมูลสัมปทานรอบไหม่ โดยแนวทางที่เหมาะสมที่สุดน่าจะเป็นการรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับสูตรการคำนวณผลประโยชน์สำหรับในกรณียกเว้นที่ได้กล่าวมาแล้วใน 2 กรณี เพื่อให้ Thailand III สามารถสร้างความสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐ และผลตอบแทนของผู้ประกอบการอย่างแท้จริง โดยอาจมีการจัดตั้งคณะกรรมการที่มีผู้แทนจากทุกฝ่ายเพื่อพิจารณาความเหมาะสมของการปรับปรุงกฎเกณฑ์และสูตรการคำนวณ เพื่อให้ได้ข้อยุติใน 3-6 เดือน เพื่อมิให้การสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบในประเทศขาดความต่อเนื่องและให้รัฐได้รับผลตอบแทนในระดับที่เหมาะสมสอดคล้องกับความศักยภาพปิโตรเลียมของไทย และเดินหน้าเปิดประมูลสัมปทานสำรวจและพัฒนา

ปิโตรเลียม รอบ 21 โดยเร็ว เพื่อแสวงหาปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดิบมาทดแทนปริมาณที่ลดลงไปจากการใช้ที่เพิ่มขึ้นทุกปีในประเทศ ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วควรดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน ระยะเวลา 6-10 เดือน

ส่วนแนวทางในการดำเนินการแก้ไขการขัดกันของผลประโยชน์นั้นสามารถที่จะทำคู่ขนานและหลังจากการเปิดประมูลสัมปทานรอบใหม่ได้เนื่องจากกิจกรรมต่างๆไม่ได้มีข้อผูกพันธ์กันโดยตรง อีกทั้งยังจำเป็นต้องดึงภาคส่วนต่างๆ รวมถึงรัฐบาลและองค์กรอิสระ เข้ามาร่วมดำเนินการด้วย ซึ่งอาจใช้เวลานานกว่าการดำเนินการขับเคลื่อนให้เกิดการประมูลสัมปทานรอบใหม่โดยน่าจะมีกรอบเวลาประมาณ 12-18 เดือน โดยมีเป้าหมายหลักคือ การดึงการดูแลผลประโยชน์ของรัฐในฐานะผู้ถือหุ้นออกจากการครอบงำ และแทรกแซง จากปัจจัยภายนอก และลดช่องทางที่จะนำไปสู่การเข้ามาแสวงหาผลประโยชน์โดยมิชอบในกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้น ซึ่งทำได้ด้วยการแยกบทบาทหน้าที่การกำกับดูแลและการบริหารงานให้ชัดเจน อีกทั้งยังควรต้องปรับปรุงกฎเกณฑ์ และกระบวนการสรรหากรรมการและผู้บริหารสูงสุดของกิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้นให้สอดคล้องกับมาตรฐานสากลสิ่งสำคัญอีกประการที่จำเป็นต้องทำควบคู่กันไปคือ การเพิ่มความโปร่งใสและระดับธรรมาภิบาลในกิจการพลังงาน ซึ่งมีหลายกลไกและช่องทางที่จะทำได้ทั้งจากการเข้าร่วมเป็นสมาชิกของ Extractive Industries Transparency Initiative (EITI) การตั้งหน่วยงานสารสนเทศด้านพลังงาน และการเปิดโอกาสให้สังคมมีส่วนร่วมในการเสนอนโยบายพลังงานมากยิ่งขึ้น สิ่งต่าง ๆ เหล่านั้นน่าจะมีผลให้กิจการพลังงานที่รัฐถือหุ้นมีประสิทธิภาพมากขึ้น และเป็นการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันในเวทีสากลได้

สัมปทานที่จะครบ / หมดอายุ

กรอบความคิดในการกำหนดแนวทางที่นำเสนอได้ครอบคลุมประเด็นสำคัญต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

- ความต่อเนื่องในการจัดหาพลังงานในราคาที่เหมาะสม
- ความโปร่งใส และความยุติธรรมในการดำเนินงาน
- ผลประโยชน์ตอบแทนจากการผลิตที่รัฐควรจะได้รับในอัตราที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่คาดว่าจะคงมีเหลืออยู่ในพื้นที่ดังกล่าว

โดยแนวทางนำเสนอ สามารถแยกสรุปเป็นหัวข้อสำคัญในการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

1. สัญญาสัมปทานเดิม และข้อกำหนดตาม พ.ร.บ.ปิโตรเลียม

พระราชบัญญัติฉบับปัจจุบันไม่ได้ครอบคลุมไปถึงประเด็นของสัมปทานที่หมดอายุลง หลังจากที่ได้ใช้สิทธิต่อสัญญาไปเรียบร้อยแล้ว จึงไม่ได้มีข้อกำหนดตายตัวว่าจะทำอย่างไรต่อไป กับสัมปทานที่จะหมดอายุลงแต่ยังเหลือปริมาณสำรองที่จะใช้ในการผลิตต่อไป จึงเป็นที่มาของประเด็นว่าด้วยเรื่องความเป็นไปได้ในการปรับเปลี่ยนพระราชบัญญัติปิโตรเลียม เพื่อที่จะยืดอายุสัมปทานออกไปอีกหลังจากที่ใช้สิทธิต่อไปแล้ว 10 ปี ว่าสมควรมีการเพิ่มเงื่อนไขพิเศษใดๆ หรือไม่เพื่อให้กิจกรรมการดำเนินการเป็นไปได้อย่างต่อเนื่อง ซึ่งเมื่อศึกษากฎระเบียบ และข้อกำหนดต่างๆ ของพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับปัจจุบันโดยละเอียดถี่ถ้วน พบว่ากฎเกณฑ์ต่าง ๆ ที่ระบุใน พ.ร.บ. มีช่องทาง และมีความยืดหยุ่นพอสมควร อย่างไรก็ดี การดำเนินการปรับปรุงกฎเกณฑ์ และเงื่อนไขต่าง ๆ ของ พ.ร.บ. มักจะมีขั้นตอนที่ยาวนาน สลับซับซ้อน และที่สำคัญไม่มีหลักประกัน ในเรื่องของระยะเวลาว่ากระบวนการต่าง ๆ จะแล้วเสร็จเมื่อไหร่ ประกอบกับข้อครหาและโจมตีที่อาจจะเกิดขึ้น ในเรื่องของความโปร่งใสในหลักเหตุผลที่รัฐจะยืดต่ออายุสัญญาสัมปทานให้แก่ผู้ประกอบการรายเดิมว่าจะเป็นการหลีกเลี่ยงข้อกฎหมาย และอาจถูกมองว่าเป็นการเอื้อประโยชน์ และปิดกั้นการแข่งขัน

เมื่อเป็นดังนี้ แนวทางดำเนินการที่เหมาะสม คือ การดำเนินการตามกฎหมายที่มีผลบังคับใช้อยู่อย่างเคร่งครัดในทุกขั้นตอน เพื่อสร้างความมั่นใจในเรื่องความโปร่งใส และยุติธรรมให้แก่ทุกฝ่ายที่มีส่วนได้ส่วนเสีย นั่นหมายถึงว่าพื้นที่การผลิตและอุปกรณ์การผลิตจะตกเป็นของรัฐ เมื่อสัญญาสัมปทานสิ้นสุดลงในปี พ.ศ.2565 สิ่งสำคัญที่รัฐจะต้องเร่งดำเนินการเพื่อสร้างความต่อเนื่องในการจัดหาพลังงานจากสัมปทานในกลุ่มนี้คือ กำหนดแนวทาง และสร้างกลไกที่ชัดเจนในการบริหารจัดการสัมปทานเหล่านี้หลังจากสัญญาเดิมหมดอายุลง

2. ผู้ดำเนินการสัมปทานที่หมดอายุในอนาคต

ประเด็นว่าด้วยเรื่องของผู้รับสัมปทานที่เหมาะสมเป็นอีกประเด็นวิเคราะห์สำคัญที่รัฐควรพิจารณาอย่างละเอียดถี่ถ้วน เนื่องด้วย ธุรกิจสำรวจ และผลิตปิโตรเลียม เป็นธุรกิจที่จำเป็นต้องใช้องค์ความรู้สะสมในเชิงวิทยาศาสตร์ (ธรณีวิทยา) และวิศวกรรม (ปิโตรเลียม) เพื่อเพิ่มหรือคงประสิทธิภาพการดำเนินงาน ซึ่งจะมีผลโดยตรงต่อต้นทุน และปริมาณการผลิต ด้วยเหตุนี้จึงเป็นข้อได้เปรียบของผู้ประกอบการรายเดิม เหนือผู้ประกอบการรายใหม่ ในการดำเนินการสำรวจและผลิตได้ทันทีโดยไม่ติดขัดในข้อพื้นที่สัมปทานที่มีองค์ความรู้สะสม ซึ่งผลการดำเนินการในอดีตที่ผ่านมาสามารถเป็นเครื่องยืนยันความสามารถของผู้รับสัมปทานรายเดิมได้เป็น

อย่างดี ซึ่งแนวทางดังกล่าวนอกจากจะสร้างหลักประกันให้แก่ภาครัฐในแง่ของความต่อเนื่องในการจัดหาพลังงานแล้ว ยังเป็นแนวปฏิบัติทั่วไปในระดับสากลด้วย

ในทางตรงกันข้าม หากเป็นผู้ประกอบการรายใหม่ ซึ่งถึงแม้อาจจะมีข้อดีในการพยายามเสนอผลตอบแทนที่สูงให้แก่รัฐ แต่ในความเป็นจริงรัฐอาจต้องแบกรับความเสี่ยงในเรื่องนี้ เนื่องจากไม่ได้มีหลักประกันใด ๆ ว่าผู้ประกอบการสามารถส่งมอบผลประโยชน์ที่สูงได้จริงโดยคงต้นทุนการผลิตให้อยู่ในระดับที่เหมาะสมได้เฉกเช่นเดียวกับผู้ประกอบการรายเดิมถึงผลกระทบในกรณีที่ผู้ประกอบการไม่สามารถส่งมอบผลประโยชน์ต่าง ๆ ตามที่กล่าวมาแล้ว ให้กับรัฐก็จะตกอยู่กับภาคประชาชน

3. กลไกการควบคุมและผลประโยชน์ต่อรัฐ

เนื้อหารายละเอียดในบทที่ 5 ได้แสดงถึงทางเลือกที่หลากหลายที่จะใช้เป็นกลไกการควบคุม และแบ่งผลประโยชน์ต่อรัฐ การก่อตั้งบริษัทน้ำมันแห่งชาติขึ้นใหม่เป็นแนวคิดที่เกิดจากการที่รัฐถือหุ้นของบริษัท ปตท.สผ.อยู่ต่ำกว่าร้อยละ 50 ซึ่งก่อให้เกิดการตั้งคำถามเกี่ยวกับสถานะของ ปตท.สผ. ในฐานะบริษัทน้ำมันแห่งชาติ แต่เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่เล็กทรัพยากรมีไม่มากเหมือนกับประเทศอื่นๆ เช่นในประเทศรัสเซียหรือจีนจึงไม่น่าจะใช่แนวคิดที่เหมาะสม ซึ่งจากการศึกษาและวิเคราะห์อย่างถี่ถ้วน แนวทางที่สมเหตุสมผลในการดำเนินการโดยไม่ได้สร้างภาระให้แก่ภาคส่วนต่าง ๆ โดยไม่จำเป็น คือ การกำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำที่ว่าด้วยสัดส่วนในการร่วมลงทุนของภาครัฐให้ชัดเจน และเปิดกว้าง ในเรื่องของบริษัท หรือหน่วยงานที่จะทำหน้าที่เป็นตัวแทนจากภาครัฐ โดยให้สิทธิผู้รับสัมปทานเป็นผู้เสนอแนวทางในการดำเนินการเพื่อให้สอดรับกับกฎเกณฑ์ข้อบังคับในเรื่องสัดส่วนการลงทุนจากภาครัฐ วิธีการดังกล่าวนี่จะเป็นการลดความกังวล และข้อครหาในเรื่องของสถานะของ ปตท.สผ. และเป็นกลไกขับเคลื่อนที่ดีในการสร้างความยุติธรรม และโปร่งใสให้กับทุกภาคส่วนในสังคม

4. กลไกการให้สัมปทานคืนแก่ผู้ประกอบการ

แนวคิดในการได้มาซึ่งกลไกที่เหมาะสมในการคืน หรือให้สัมปทานแก่ผู้ประกอบการ หลังจากการหมดอายุของสัมปทาน จำเป็นที่จะต้องอ้างอิงถึงข้อเสนอของการศึกษาครั้งนี้ในประเด็นข้อกฎหมาย และความเหมาะสมในเรื่องของทางเลือก ในการเลือกผู้ประกอบการที่จะเข้ามาดำเนินการต่อในแปลงสัมปทานที่หมดอายุ ดังที่ได้มีการกล่าวไว้ในรายละเอียดในบทที่ 5

นอกจากประเด็นที่กล่าวมาแล้ว ยังต้องให้ความสำคัญกับเรื่องของความโปร่งใสและการแข่งขันที่เป็นธรรมที่สามารถตรวจสอบได้ จากข้อมูลประกอบทั้งหมด แนวทางที่

เหมาะสมคือ การเปิดประมูลแบบพิเศษ โดยให้สิทธิพิเศษในการประมูลกับผู้ประกอบการรายเดิมก่อน ทั้งนี้ รัฐควรที่จะได้มีการศึกษา และคำนวณมูลค่าที่แท้จริงของสัมปทานที่หมดอายุอย่างละเอียดถี่ถ้วน รวมถึง คำนวณ คาดการณ์ผลประโยชน์ส่วนต่างใน 2 กรณีหลักคือ ผู้ประกอบการรายเดิมเป็นผู้ดำเนินการต่อ และผู้ประกอบการรายใหม่เป็นผู้ประกอบการต่อ ทั้งนี้ ก็เพื่อสร้างบรรทัดฐานที่ชัดเจน โปร่งใส ในการดำเนินการประมูลแบบพิเศษ

5. ระบบการแบ่งปันผลประโยชน์

จากการพิจารณาอย่างถี่ถ้วนรอบด้านแล้วนั้น จะเห็นได้ว่าระบบสัมปทานที่ใช้อยู่ในปัจจุบันผ่าน Thailand III ยังเป็นระบบที่ใช้งานได้ดีอยู่ในแทบทุกกรณี ยกเว้นใน 2 กรณีหลักคือ

1. แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลางและเล็กในทะเล
2. แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่บนบก

ซึ่งอาจมีความจำเป็นที่จะต้องปรับสูตรการคำนวณให้มีความเหมาะสมมากขึ้น นั่นก็คือ สามารถที่จะเอื้ออำนวยให้ผู้ประกอบการสัมปทานปิโตรเลียมขนาดเล็ก และกลางในทะเล ให้มีกำไรคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ และให้ผลประโยชน์แก่รัฐเพิ่มมากขึ้น ในกรณีของการดำเนินการสัมปทานปิโตรเลียมขนาดใหญ่บนบก

ความเกี่ยวข้องเชื่อมโยงของระบบการแบ่งปันผลประโยชน์ที่จะนำมาใช้กับสัมปทานที่หมดอายุนั้น จะเป็นประเด็นของกรณียกเว้นแรกคือ กรณีของแหล่งสัมปทานปิโตรเลียมขนาดกลางและเล็กในทะเล เนื่องจากข้อเท็จจริงที่ว่าปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งสัมปทานที่หมดอายุต่าง ๆ นั้นได้ลดน้อยถอยลงไปตามกาลเวลา จากการที่ได้มีการนำปิโตรเลียมจากพื้นที่ดังกล่าวขึ้นมาใช้ในระยะกว่า 30-40 ปีที่ผ่านมา ดังนั้น การคำนวณแบ่งผลประโยชน์ตามระบบ Thailand III โดยที่ไม่มีการปรับแก้ไขสำหรับในกรณี ยกเว้นตามที่ได้กล่าวมาข้างต้น อาจจะนำมาซึ่งความไม่คุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ และอาจจะเป็นผลกระทบในทางลบกับภาครัฐ และภาคประชาชนอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ในเรื่องของการจัดหาพลังงานให้เพียงพอในราคาที่เหมาะสม ดังนั้น จึงเห็นว่าควรให้มีการศึกษาในรายละเอียดถึงการคำนวณผลประโยชน์ของระบบ Thailand III และปรับแก้ไขในบางจุดเท่าที่จำเป็น เพื่อเอื้อต่อการลงทุนจากภาคเอกชนในแปลงสัมปทานที่จะหมดอายุลง

6. ข้อเสนอแนะ

กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ควรเร่งพิจารณาแนวทางในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำหรับสัมปทานในพื้นที่ผลิตที่ไม่สามารถต่อระยะเวลาได้อีกแต่ยังมี

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเหลือเพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์ ตามกฎหมาย เพื่อให้ได้ข้อยุติอย่างน้อย 5 ปี ก่อนการสิ้นสัมปทาน เพื่อลดผลกระทบเชิงลบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อต้นทุนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้า และอุตสาหกรรมปลายน้ำที่เกี่ยวข้อง โดยแนวทางที่เหมาะสมที่สุดน่าจะเป็นไปตามข้อสรุปที่กล่าวไว้แล้วในข้างต้นนั้นคือ การดำเนินการตามกฎหมายที่มีผลบังคับใช้อยู่อย่างเคร่งครัดในทุกขั้นตอนโดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะควรที่จะทำการการศึกษา และคำนวณมูลค่าที่แท้จริงของสัมปทานที่หมดอายุอย่างละเอียดถี่ถ้วนเพื่อที่จะได้กำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำที่ว่าด้วยสัดส่วนในการร่วมลงทุนของภาครัฐให้ชัดเจน และกำหนดกลไกในการเปิดประมูลแบบพิเศษเพื่อให้แน่ใจได้ว่ากฎเกณฑ์ต่างๆมีความโปร่งใสและเป็นธรรมกับทุกภาคส่วนที่มีส่วนได้ส่วนเสีย ในเรื่องของระบบการแบ่งปันผลประโยชน์นั้นก็น่าที่จะรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับสูตรการคำนวณผลประโยชน์เพื่อให้มีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วน่าที่จะอยู่ในวิสัยที่จะดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 12-18 เดือน ซึ่งก็จะอยู่ในกรอบเวลาเดียวกับที่เสนอไปในข้างต้นแล้วว่าควรให้ได้ข้อยุติในเรื่องของแนวทางการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่จะหมดอายุอย่างน้อย 5 ปีก่อนที่สัมปทานจะหมดอายุลง

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

วารสาร หนังสือพิมพ์

เชื้อเพลิงธรรมชาติ, กรม, กระทรวงพลังงาน. "*เจาะลึกทุกเรื่องที่คุณอยากรู้ ถาม-ตอบยอดฮิต จากการสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมในประเทศ*" กระทรวงพลังงาน, 2556

เชื้อเพลิงธรรมชาติ, กรม, กระทรวงพลังงาน. "*สัมปทานปิโตรเลียมของไทย รัฐ ได้หรือเสียประโยชน์กันแน่?*" กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2557

เชื้อเพลิงธรรมชาติ, กรม, กระทรวงพลังงาน. "*โครงการการศึกษาเปรียบเทียบระบบบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียม*" กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2556

เชื้อเพลิงธรรมชาติ, กรม, กระทรวงพลังงาน. "*ความจริง ข้อเท็จจริงที่ต้องรู้เกี่ยวกับการจัดหาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ*" กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2557

เชื้อเพลิงธรรมชาติ, กรม, กระทรวงพลังงาน. *"ยุทธศาสตร์กระทรวงพลังงาน (พ.ศ. 2557-2561)"* กระทรวงพลังงาน, กรุงเทพมหานคร: กระทรวงพลังงาน, 2557

กรรมาธิการ 2, สำนัก, สำนักงานเลขาธิการวุฒิสภา. *ธรรมาภิบาลในระบบพลังงาน ภาค 3 "ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐจากสัมปทานปิโตรเลียม"* วุฒิสภา, 2555

กลุ่มปฏิรูปพลังงานเพื่อความยั่งยืน. "*แนวทางปฏิรูปพลังงานเพื่อความยั่งยืน*" กลุ่มปฏิรูปพลังงาน, 12 พฤษภาคม 2557

คณะทำงานบริหารจัดการข้อมูล สู่ภาคประชาชน ชธ. "ประเด็นร้อนปิโตรเลียม 2556-2557" กรุงเทพมหานคร: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2557.

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). "*Thailand Integrated Gas Supply (TIGS)*". Bangkok: บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน), 24 ธันวาคม 2555.

บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน). "*ประโยชน์ทางตรง และทางอ้อมจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย*" บริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน), 2556

ผู้เชี่ยวชาญเฉพาะด้านวิศวกรรมปิโตรเลียม "*ความจริงประเด็นร้อน ปิโตรเลียม 2557*" 2557

เอกสารวิจัย

คณะทำงานคลังสมองกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. "*ความจำเป็นในการนำปิโตรเลียมขึ้นมาใช้*" เอกสารประกอบ, สถาบันวิทยาการพลังงาน, 2556

เทวินทร์ วงศ์วานิช. "*ความเข้าใจ และภูมิปัญญาวิศว จุฬาฯ สู่การปฏิรูปพลังงานไทย*" เอกสารวิจัยส่วนบุคคล, มหาวิทยาลัยจุฬาลงกรณ์, 2557

บรรยาย

เทวินทร์ วงศ์วานิช. "*Q&A รายการสถานีข่าวทั่วทิศทั่วไทย*" สัมภาษณ์พิเศษ, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2556

ไพรินทร์ ชูโชติถาวร. "*พลังงานของโลก โลกของพลังงาน, ทิศทาง และผลกระทบต่อประเทศไทย*" บรรยายพิเศษ, สถาบันวิทยาการพลังงาน, 2555

คุรุจิต นาครทรรพ. "*Current Energy Issues & วิสัยทัศน์สู่การพัฒนาพลังงาน และโครงสร้างพื้นฐานทางเศรษฐกิจของไทย*" บรรยายพิเศษ, กระทรวงพลังงาน, 30 สิงหาคม 2555

คุรุจิต นาครทรรพ. "*ระบบการจัดเก็บรายได้ภายใต้กฎหมายปัจจุบัน*" บรรยายพิเศษ, กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, กระทรวงพลังงาน, 2556

ณอคุณ สิทธิพงศ์. "*พลังงานไทย การพัฒนาเพื่อความยั่งยืน*" บรรยายพิเศษ, กระทรวงพลังงาน, 7 มิถุนายน 2555

ณอคุณ สิทธิพงศ์. "*พลังงานไทย การพัฒนาเพื่อความยั่งยืน*" บรรยายพิเศษ, กระทรวงพลังงาน, 18 กรกฎาคม 2556

ทรงภพ พลจันทร์. "*ความเข้าใจที่ถูกต้องของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ของประเทศไทย*" บรรยายพิเศษ, สถาบันวิทยาการพลังงาน, 2556

ทรงภพ พลจันทร์. "*พัฒนาการแหล่งปิโตรเลียมของประเทศไทย : ปัญหาและอุปสรรค*" บรรยายพิเศษ, กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน, 2555

ประเสริฐ บุญสัมพันธ์ "*วิกฤติ ทางรอด และอนาคตของพลังงานไทย*" หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงด้านวิทยาการพลังงาน, 21 มิถุนายน 2555

สุวพร ศิริคุณ. "*ทิศทางพลังงานแห่งอนาคต*" บรรยายพิเศษ, มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม, 2555

เอกสารเสวนา

คณะกรรมาธิการการพลังงาน สภาผู้แทนราษฎร. "*สัมปทานปิโตรเลียมของไทย รัฐได้หรือเสียประโยชน์กันแน่*" เอกสารประกอบ, 6 กันยายน 2556

ไพรินทร์ ชูโชติถาวร. "*ประเด็นร้อนเรื่องพลังงาน*" เอกสารประกอบ, หลักสูตรผู้บริหารระดับสูงด้านวิทยาการพลังงาน รุ่นที่ 3, 19 กันยายน 2556

ภาษาต่างประเทศ

BP Plc. BP Statistical Review of World Energy, London, United Kingdom, BP Plc., 2012

Exxon Mobil Corporation. The Outlook for Energy: A View for 2040, Texas, USA., Exxon Mobil Corporation, 2014

ประวัติย่อผู้วิจัย

ชื่อ นายพงศธร ทวีสิน

วัน เดือน ปีเกิด 21 ตุลาคม 2502

การศึกษา The Pennsylvania State University, U.S.A., Bachelor's degree (Petroleum Engineer), 1985

ประวัติการทำงาน เข้าทำงานในบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ปี พ.ศ.2532

2546 - 2547	ผู้จัดการอาวุโส โครงการอาทิตย์ และ รักษาการโครงการเวียดนาม
2547 - 2549	ผู้จัดการอาวุโส โครงการต่างประเทศ สายงานโครงการต่างประเทศ
2549 - 2551	ผู้จัดการอาวุโส แผนกความปลอดภัยมั่นคง อาชีวอนามัย และสิ่งแวดล้อม
2551 - 2552	รักษาการ รองผู้จัดการใหญ่ สายงานพัฒนาการผลิต
2552 - 2553	รองผู้จัดการใหญ่ สายงานพัฒนาการผลิต
2553 - 2555	รองผู้จัดการใหญ่ สายงานวิศวกรรม และก่อสร้าง และรักษาการโครงการบงกชใต้
2553 - ปัจจุบัน	กรรมการบริษัท พีทีทีแอลเอ็นจี จำกัด
2554 - 2555	ผู้ช่วยกรรมการผู้จัดการใหญ่ สายงานวิศวกรรมและก่อสร้าง และรักษาการ ผู้จัดการฝ่ายระบบจัดการวิศวกรรม
2554 - ปัจจุบัน	กรรมการบริษัท พีทีทีอัลจีเรีย จำกัด
2555 - ปัจจุบัน	รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานวิศวกรรมศาสตร์และโครงการพัฒนา

ตำแหน่งปัจจุบัน รองกรรมการผู้จัดการใหญ่ กลุ่มงานวิศวกรรมศาสตร์ และโครงการพัฒนา

สรุปย่อ

เรื่อง การสร้างความมั่นคงด้านพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย

ลักษณะวิชา วิทยาศาสตร์ และเทคโนโลยี

ผู้วิจัย นายพงศธร ทวีสิน **หลักสูตร** วปม. **รุ่นที่** 7

ความเป็นมา และความสำคัญของปัญหา

พลังงานเป็นปัจจัยสำคัญในการตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานของประชาชน รวมถึง การผลิตในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ดังนั้น จึงมีความจำเป็นที่จะต้องมีพลังงานอย่างเพียงพอเพื่อสามารถตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานต่างๆได้ ซึ่งถือเป็นความท้าทายอย่างยิ่ง เนื่องจากความต้องการพื้นฐานต่างๆ มีมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง และรวดเร็ว เพื่อรองรับการพัฒนาประเทศ การขยายตัวทางเศรษฐกิจ และจำนวนประชากรที่เพิ่มขึ้น ในขณะที่ทรัพยากรธรรมชาติด้านพลังงานมีอยู่อย่างจำกัด และไม่สามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้

ปัจจุบัน ประเทศไทยพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศในระดับที่สูงมาก ดังนั้น การเสาะแสวงหาแหล่งพลังงาน และการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศจึงเป็นเรื่องที่หลีกเลี่ยงไม่ได้ ซึ่งในปัจจุบัน ภารกิจเสาะแสวงหาพลังงานในต่างประเทศดังกล่าวอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของ ปตท. สผ. ในฐานะบริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแห่งชาติ ภายใต้การกำกับการดูแลของกระทรวงพลังงาน จึงได้มีการกำหนดแผนกลยุทธ์และทิศทางการขยายธุรกิจในต่างประเทศอย่างเป็นระบบ ซึ่งจะเห็นได้จากการขยายการลงทุนในหลายประเทศในช่วงหลายปีที่ผ่านมา ไม่ว่าจะเป็น ลงทุนในฐานะผู้ดำเนินการโครงการ ซอติก้า (M9) ในประเทศพม่า การร่วมลงทุนในแหล่งทรายน้ำมันในประเทศแคนาดากับบริษัท สแต็ทออยล์ (Statoil) และการเข้าซื้อกิจการของบริษัท โคฟ เอ็นเนอร์ยี่ (Cove Energy) เพื่อการเข้าถึงแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ที่มีศักยภาพในทวีปแอฟริกา เป็นต้น

นอกเหนือจากความจำเป็นในการเสาะแสวงหาพลังงานในต่างประเทศ เพื่อเข้าถึงแหล่งพลังงานใหม่ ๆ สิ่งที่มีความสำคัญไม่ยิ่งหย่อนไปกว่ากันคือ การสร้างความมั่นคงทางด้านพลังงานจากทรัพยากร และแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ เพื่อลดความเสี่ยงในเรื่องของความผันผวนของราคาและปริมาณของพลังงานที่นำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งภารกิจดังกล่าวไม่ได้เป็นหน้าที่ของหน่วยงานใดหน่วยงานหนึ่ง หากแต่ต้องอาศัยความร่วมมือจากทุกภาคส่วนที่เกี่ยวข้องภายในประเทศ ไม่ว่าจะเป็นกระทรวง ทบวง กรม รวมถึงภาคธุรกิจและประชาชน เพื่อวางแนวทางและแผนการขับเคลื่อนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมศักยภาพในประเทศให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

สาระสำคัญของโครงการวิจัยนี้จะมุ่งเน้นประเด็นของการสร้างความมั่นคงทางพลังงานจากทรัพยากรและแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศดังที่ได้กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งเป็นเรื่องที่ถึงแม้จะไม่อยู่ในความสนใจของสังคมมากนัก และประชาชนส่วนใหญ่ยังขาดความเข้าใจที่ถูกต้อง แต่คงปฏิเสธไม่ได้ว่าเป็นประเด็นที่มีนัยสำคัญที่จะลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และยังมีผลกระทบค่อนข้างสูงต่อเศรษฐกิจโดยรวมของประเทศ ไม่ว่าจะเป็นในส่วนของผู้บริโภคที่อาจต้องแบกรับราคาพลังงานที่สูงขึ้นตามต้นทุนการนำเข้า และในส่วนของอุตสาหกรรมที่อาจต้องปิดกิจการลงเนื่องจากไม่สามารถแบกรับต้นทุนและขาดความสามารถในการแข่งขัน เพราะฉะนั้นการเตรียมความพร้อมและการกำหนดกลยุทธ์ที่ถูกต้องชัดเจนจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพื่อให้ทุกหน่วยงานที่เกี่ยวข้องสามารถบริหารจัดการกับประเด็นดังต่อไปนี้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ:

1. การเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมใหม่ด้วยเงื่อนไขและข้อบังคับที่เหมาะสม เพื่อที่จะกระตุ้นและจูงใจให้เกิดการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ศักยภาพใหม่ๆ
2. การบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมในอ่าวไทยที่จะครบกำหนดในปี 2565

ประเด็นการสร้างความมั่นคงทางพลังงานจากแหล่งปิโตรเลียมในประเทศนั้น ถึงแม้จะเป็นประเด็นที่ยากและมีความท้าทายสูง แต่หากบุคลากรในหน่วยงานต่างๆที่มีส่วนรับผิดชอบมุ่งมั่นที่จะผนึกกำลังกัน ก็เป็นสิ่งที่เราในฐานะประชาชนคนไทยสามารถบริหารจัดการกันเองได้ภายในประเทศ การวิเคราะห์วิจัยประเด็นท้าทายต่างๆ ข้างต้นจะช่วยให้หน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเกิดความเข้าใจวิกฤติและปัญหาของกิจกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ เพื่อวางแผนบริหารจัดการประเด็นต่างๆได้อย่างเป็นระบบ ในการที่จะสร้างความมั่นคงทางพลังงานโดยการพึ่งพาทรัพยากรในประเทศ ซึ่งจะส่งผลที่ดีต่อความมั่นคงทางเศรษฐกิจ และช่วยส่งเสริมความมั่นคงของประเทศชาติต่อไป

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาสถานการณ์ปัจจุบันและประเด็นความท้าทายต่างๆ ของพลังงานในประเทศไทย โดยมุ่งเน้นไปในเรื่องของการบริหารจัดการสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมที่มีผลต่อการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ดังต่อไปนี้

1.1 การเปิดประมูลและการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมรอบใหม่ที่กำลังจะเกิดขึ้นในอนาคต

1.2 การบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่กำลังจะหมดอายุ

2. รวบรวมข้อมูลพื้นฐานในเรื่องของการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมอย่างครบถ้วนและเป็นระบบเพื่อช่วยให้เกิดความเข้าใจ การศึกษา การวิเคราะห์ และแนวทางที่นำเสนอในรายงานฉบับนี้

3. วิเคราะห์ปัจจัย และข้อมูลแวดล้อมที่จะเป็นเงื่อนไข ข้อจำกัด หรือ ผลกระทบต่อการกำหนดแนวทางในการดำเนินการบริหารจัดการของทั้ง 2 ประเด็นข้างต้น

4. นำเสนอแนวทางให้แก่ประเทศไทยในการเตรียมพร้อมรับมือกับประเด็นศึกษาทั้ง 2 ประเด็นที่กล่าวไว้ข้างต้น ซึ่งจะนำไปสู่การเสริมสร้างความยั่งยืนและความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศในระยะยาว

ขอบเขตของการวิจัย

1. เน้นการรวบรวมข้อมูลพื้นฐานจากภาพใหญ่ (Global) ไปจนถึงภาพเล็ก (ประเทศไทย) อย่างเป็นระบบ เพื่อแสดงให้เห็นถึงความเชื่อมโยงของปัญหา และความท้าทายต่างๆที่ส่งผลกระทบต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานของประเทศไทย

2. งานวิจัยและพัฒนาในเอกสารฉบับนี้จะมุ่งเน้นแนวทางการพึ่งพาตนเองภายในประเทศ ซึ่งจำกัดประเด็นการวิเคราะห์ และนำเสนอแนวทางว่าด้วยเรื่องการบริหารจัดการสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมภายในประเทศ ทั้งในส่วนของสัมปทานที่กำลังจะหมดอายุลงในอีกไม่ช้า และสัมปทานใหม่ในอนาคต

3. เป็นการศึกษาในขณะที่มีภาวะปกติ คือก่อนการรัฐประหาร 22 พฤษภาคม 2557 ซึ่งหลังการรัฐประหาร ได้มีความตื่นตัวในเรื่องของพลังงานมากขึ้นและมีนโยบายด้านพลังงานต่างๆถูกทยอยนำเสนอออกสู่ภาคสังคม

วิธีดำเนินการวิจัย

การศึกษาวิจัยครั้งนี้เป็นการศึกษาวิจัยเชิงคุณภาพ โดยการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลพื้นฐานในประเด็นดังที่กล่าวไปในข้างต้น ซึ่งข้อมูลในประเด็นต่างๆจะได้ถูกรวบรวมอย่างเป็นระบบ ในหลากหลายวิธีดังต่อไปนี้

1. ข้อมูลจากเอกสาร หนังสือ สิ่งพิมพ์ และเว็บไซต์ของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

2. ข้อมูลเฉพาะจากกระทรวงพลังงานและหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง โดยข้อมูลบางส่วนได้มีการมีการนำเสนอผลการศึกษาต่อกลุ่มเป้าหมาย (ผู้เชี่ยวชาญผู้ทรงคุณวุฒิ ในหลายภาคส่วน รวมถึง ภาคประชาชน และองค์กรอิสระ) บางส่วนไปแล้ว

3. ข้อมูลจากการสัมภาษณ์ผู้เชี่ยวชาญและผู้ทรงคุณวุฒิซึ่งประกอบด้วย

4. ข้อมูลจากการนำเสนอในเวทีเสวนาและสัมนาที่เกี่ยวข้องดังนี้
5. ข้อมูลจากกรณีศึกษาที่เกี่ยวข้องเชื่อมโยง

โดยข้อมูลทั้งหมดจะถูกประมวลและวิเคราะห์อย่างถี่ถ้วนเพื่อคัดกรองและชี้ให้เห็นถึงความสำคัญของปัญหา จุดอ่อนหรือประเด็นที่ควรได้รับการพัฒนาหรือแก้ไข และความจำเป็นในการวางกรอบการดำเนินการบริหารจัดการปัญหาอย่างบูรณาการ ซึ่งจะนำไปสู่การวางแนวทางการบริหารจัดการที่มีประสิทธิภาพ โดยจะได้มีการนำเสนอแนวทางนี้กับกลุ่มคนในหลากหลายสาขาที่มีหน้าที่ความรับผิดชอบเชื่อมโยงกับงานศึกษาวิจัยชิ้นนี้ ก่อนที่จะสรุปประเด็นสำคัญและชี้แจงข้อเสนอแนะในขั้นตอนสุดท้าย เพื่อให้มั่นใจได้ว่าแนวทางที่นำเสนอในงานวิจัยชิ้นนี้มีความถูกต้อง เที่ยงตรง และที่สำคัญสามารถนำไปพัฒนาต่อยอดและปฏิบัติได้จริง

ผลการศึกษา และข้อเสนอแนะ

ผลการศึกษาในประเด็นทางการเปิดสัมปทานแหล่งปิโตรเลียมใหม่ (รอบที่ 21) สามารถสรุปได้ว่าแนวทางที่เหมาะสมคือ กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งมีบทบาทและภารกิจหลักในการกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมของประเทศในด้านการจัดหาปิโตรเลียมเพื่อสนองความต้องการของประเทศอย่างมั่นคงและยั่งยืน ควรจะเป็นหน่วยงานหลักในการขับเคลื่อนให้เกิดการประมูลสัมปทานรอบไหม่ โดยแนวทางที่เหมาะสมที่สุดน่าจะเป็นการรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับสูตรการคำนวณผลประโยชน์ให้มีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมของไทยมากยิ่งขึ้น เพื่อให้ Thailand III สามารถสร้างความสมดุลระหว่างการจัดเก็บส่วนแบ่งผลประโยชน์ภาครัฐ และผลตอบแทนของผู้ประกอบการอย่างแท้จริง โดยในขณะเดียวกัน ยังสามารถดึงดูดการลงทุนจากภาคเอกชนได้ในทุกกรณี ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วควรดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน ระยะเวลา 6-10 เดือน

สำหรับผลการศึกษาและข้อเสนอแนะในประเด็นของการบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียมที่จะครบกำหนดในปี 2565 แต่ยังมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมเหลือเพียงพอต่อการผลิตในเชิงพาณิชย์นั้น เห็นควรให้ กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ควรเร่งพิจารณาแนวทางในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมสำหรับสัมปทานในพื้นที่ผลิตที่ไม่สามารถต่อระยะเวลาได้อีกตามกฎหมาย เพื่อให้ได้ข้อยุติอย่างน้อย 5 ปี ก่อนการสิ้นสัมปทาน เพื่อลดผลกระทบเชิงลบที่อาจจะเกิดขึ้นต่อต้นทุนการผลิตก๊าซธรรมชาติ ไฟฟ้า และอุตสาหกรรมปลายน้ำที่เกี่ยวข้อง โดยแนวทางที่เหมาะสมที่สุดคือ การดำเนินการตามกฎหมาย พรบ ปิโตรเลียม โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะควรที่จะทำการการศึกษา และคำนวณมูลค่าที่แท้จริงของสัมปทานที่หมดอายุอย่างละเอียดถี่ถ้วน

เพื่อที่จะได้กำหนดเกณฑ์ขั้นต่ำที่ว่าด้วยสัดส่วนในการร่วมลงทุนของภาครัฐให้ชัดเจน และกำหนดกลไกในการเปิดประมูลแบบพิเศษเพื่อให้แน่ใจได้ว่ากฎเกณฑ์ต่างๆ มีความโปร่งใสและเป็นธรรมกับทุกภาคส่วนที่มีส่วนได้ส่วนเสีย ในเรื่องของระบบการแบ่งปันผลประโยชน์นั้นก็น่าที่จะรักษาระบบ Thailand III ไว้เหมือนเดิม แต่อาจพิจารณาปรับสูตรการคำนวณผลประโยชน์เพื่อให้มีความเหมาะสมกับศักยภาพปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมาแล้วน่าที่จะอยู่ในวิสัยที่จะดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในระยะเวลา 12-18 เดือน ซึ่งก็จะอยู่ในกรอบเวลาเดียวกับที่เสนอไปในข้างต้นแล้วว่าควรให้ได้ข้อยุติในเรื่องของแนวทางการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่จะหมดอายุอย่างน้อย 5 ปีก่อนที่สัมปทานจะหมดอายุลง